



भारत का राजपत्र The Gazette of India

असाधारण

EXTRAORDINARY

भाग III—खण्ड 4

PART III—Section 4

प्राधिकार से प्रकाशित

PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 176]

नई दिल्ली, बृहस्पतिवार, सितम्बर 17, 2009/भाद्र 26, 1931

No. 176]

NEW DELHI, THURSDAY, SEPTEMBER 17, 2009/BHADRA 26, 1931

केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग

अधिसूचना

नई दिल्ली, 16 सितम्बर, 2009

फा. सं. एल-7/186(201)/2009-केविआ.—केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग, विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) की धारा 178(2)(ट) के साथ धारा 61 द्वारा प्रदत्त शक्तियों तथा इस निमित्त सामर्थ्यकारी सभी अन्य शक्तियों का प्रयोग करते हुए, तथा पूर्व प्रकाशन के पश्चात् निम्नलिखित विनियम बनाता है, अर्थात् :—

1. संक्षिप्त नाम तथा प्रारंभ

- (1) इन विनियमों का संक्षिप्त नाम केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (नवीकरण ऊर्जा स्रोत से टैरिफ के अवधारण के लिए निबंधन तथा शर्तें) विनियम, 2009 है।
- (2) ये विनियम राजपत्र में प्रकाशन की तारीख से प्रवृत्त होंगे।

2. परिभाषाएं तथा निर्वचन

- (1) इन विनियमों में, जब तक कि संदर्भ से, अन्यथा अपेक्षित न हो,—

(क) “अधिनियम” से विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) अभिप्रेत है;

(ख) उत्पादन केंद्र के संबंध में, “सहायक ऊर्जा उपभोग” या “एयूएक्स” से उत्पादन केंद्र के सहायक उपस्कर द्वारा उपयोग की गई ऊर्जा की मानकीय मात्रा जिसमें उत्पादन केंद्र के भीतर ट्रांसफार्मर हानियां भी सम्मिलित हैं, अभिप्रेत है और इसे उत्पादन केंद्र की सभी इकाइयों के जनरेटर टर्मिनलों पर उत्पादित कुल ऊर्जा की प्रतिशतता के रूप में अभिव्यक्त किया जाएगा;

(ग) “बायोमास” से कृषि तथा वन संबंधी क्रियाओं के दौरान उत्पादित अपशिष्ट (उदाहरणार्थ स्ट्रॉ तथा डंठल) या कृषि उत्पादों (हस्क, कोशिका, गैर तैलीय केक; आदि) के प्रसंस्करण क्रियाओं के उपोत्पाद के रूप में उत्पाद;

तैलीय केक; आदि) के प्रसंस्करण क्रियाओं के उपोत्पाद के रूप में उत्पाद; समर्पित ऊर्जा बागान में उत्पादित काष्ठ या वन्य ब्रसेस/बीड से प्राप्त उत्पादन; और कुछ औद्योगिक प्रचालनों में उत्पादित काष्ठ अपशिष्ट अभिप्रेत है;

(घ) 'पूंजी लागत' से विनियम 12, 24, 28, 34, 47, 57 तथा 61 में यथा परिभाषित पूंजी लागत अभिप्रेत हैं ;

(ङ.) 'आयोग' से अधिनियम की धारा 76 की उपधारा (1) में निर्दिष्ट केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग अभिप्रेत है ;

(च) 'कारबार संचालन विनियम' से समय-समय पर यथासंशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (कारबार संचालन) विनियम, 1999 अभिप्रेत है ;

(छ) 'नियंत्रण अवधि या पुनर्विलोकन अवधि' से वह अवधि अभिप्रेत है जिसमें इन विनियमों में विनिर्दिष्ट टैरिफ का अवधारण करने वाले संनियम पुनः वैध रहेंगे;

(ज) 'थर्मल उत्पादन केंद्र के संबंध में, 'सकल उष्मीयमान' या 'जीवीसी' से, यथास्थिति, एक किलो ठोस ईंधन या एक लीटर द्रव ईंधन या एक घन मीटर गैसीय ईंधन के पूर्ण दहन द्वारा किलो कैलोरी (kcal) में उत्पादित ऊर्जा अभिप्रेत है ;

(झ) 'कुल केंद्र ताप दर' या 'जीएचआर' से थर्मल उत्पादन केंद्र के उत्पादन दर्मिनलों पर एक किलोवाट घंटा विद्युत ऊर्जा उत्पादित करने के लिए अपेक्षित के.सी.ए.एल. में ताप ऊर्जा अभिप्रेत है;

(ञ) 'हाइब्रिड सौर थर्मल ऊर्जा संयंत्र' से ऐसा सौर थर्मल ऊर्जा संयंत्र अभिप्रेत है जो विद्युत उत्पादन के लिए सौर थर्मल ऊर्जा के साथ-साथ ऊर्जा इंपुट स्रोतों के अन्य रूपों का उपयोग करता है और जिसने सौर ऊर्जा संघटक से 75% से अग्यून विद्युत उत्पादित होती है ;

(ट) 'संस्थापित क्षमता' या 'आईसी' से उत्पादन केंद्र में सभी यूनिटों की वर्तमान क्षमता का समय-समय पर आयोग द्वारा यथा अनुमोदित उत्पादन घंटा (जानरेटर उपयोगों पर माने जाने वाले) की क्षमता का संकलन अभिप्रेत है ;

(ठ) "अंतर संयोजन बिंदु" से, यथास्थिति, पारेषण प्रणाली या वितरण प्रणाली के साथ नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन प्रसुविधा के इंटरफेस बिंदु अभिप्रेत है ;

पवन ऊर्जा परियोजनाओं तथा सौर फोटोवोल्टिक परियोजनाओं के संबंध में, अंतर-संयोजन बिंदु पूर्णिंग सब-स्टेशन के एचवी साइड पर बाहरी फीडर पर लाइन इंसोलेटर होगी;

लघु हाइड्रो ऊर्जा, बायोमास ऊर्जा गैर उष्मीय ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं तथा सौर थर्मल ऊर्जा परियोजनाओं के लिए, अंतर-संयोजन बिंदु जनरेटर ट्रांसफार्मर के एच वी साइड पर बाहरी फीडर पर लाइन इंसोलेटर होगा ;

(ड) "एमएनआरई" से भारत सरकार का नया तथा नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय अभिप्रेत है ;

(ढ) "गैर-फॉर्म ऊर्जा" से नवीकरणीय स्रोतों से उत्पादित ऊर्जा, घंटे-वार ऐसा परिवर्तन अभिप्रेत है जो सूर्य, बादल, पवन आदि जैसे प्राकृतिक घटनाओं पर निर्भर हैं जिनका ठीक से अनुमान नहीं लगाया जा सकता है;

(ण) "गैर-ऊष्मीय ईंधन आधारित सह-उत्पादन" से वह प्रक्रिया अभिप्रेत है जिसमें बायोमास का उपयोग करके क्रमिक रीति में एक से अधिक ऊर्जा रूपों को (जैसे स्टीम तथा विद्युत) उत्पादित करता है भले ही परियोजना सह-उत्पादित परियोजना होने के लिए अर्हित हो यदि यह विनियम 4 के खंड-विनियम (4) में यथा विनिर्दिष्ट पात्रता मानदंड को पूरा करती हो;

(त) "प्रचालन तथा रखरखाव खर्च" या "ओएंडएम खर्च" से परियोजना या उसके भाग के प्रचालन तथा रखरखाव पर उपगत व्यय अभिप्रेत है तथा इसमें जनशक्ति, मरम्मत, फालतू पुर्जे, उपभोग्य वस्तुएं, बीमा तथा अन्य खर्च सम्मिलित है;

(थ) "परियोजना" से, यथास्थिति, उत्पादन केंद्र या निष्क्रमण, अंतर-संयोजन बिंदु तक प्रणाली अभिप्रेत है तथा लघु हाइड्रो उत्पादन केंद्रों की दशा में,

जिसमें उत्पादन प्रसुविधा के सभी संघटक जैसे ऊर्जा उत्पादन के लिए यथानुपातिक डाम, इंटेक, जल कंडेक्टर प्रणाली, ऊर्जा उत्पादन केंद्र तथा स्कीम की उत्पादन यूनिटें सम्मिलित हैं;

(द) "नवीकरणीय ऊर्जा" से नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पादित ग्रिड क्वालिटी विद्युत अभिप्रेत है;

(ध) "नवीकरणीय ऊर्जा पावर संयंत्र" से नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से ग्रिड क्वालिटी विद्युत का उत्पादन करने वाले पारंपरिक ऊर्जा संयंत्रों से भिन्न पावर संयंत्र अभिप्रेत हैं;

(न) "नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत" से छोटे हाइड्रो, पवन, सौर जैसे नवीकरणीय स्रोत अभिप्रेत है इसमें संयुक्त साइकल, जैव ईंधन सह-उत्पादन, ग्रामीण/नगरपालिका अवशिष्ट तथा ऐसे अन्य स्रोत के साथ इसके एकीकरण सम्मिलित है जो एमएनआरई द्वारा अनुमोदित हों ;

(प) "लघु हाइड्रो" से 25 मेगावाट वाले स्टेशन क्षमता के साथ हाइड्रो ऊर्जा परियोजनाएं अभिप्रेत हैं;

(फ) "सौर पीवी ऊर्जा" से ऐसे सौर फोटो वोल्टिक ऊर्जा परियोजनाएं अभिप्रेत हैं जो फोटो वोल्टिक तकनीकी के माध्यम से विद्युत में सीधे संपरिवर्तन के लिए सूर्य की रोशनी का उपयोग करते हैं;

(ब) "सौर थर्मल ऊर्जा" से ऐसे सौर थर्मल ऊर्जा परियोजनाएं अभिप्रेत हैं जो लाइन फोकस या बिंदु फोकस सिद्धांत के आधार पर सांद्रित सौर ऊर्जा तकनीकी के माध्यम से विद्युत में सीधे संपरिवर्तन करने के लिए सूर्य की रोशनी का उपयोग करते हैं ;

(भ) "टैरिफ अवधि" से वह अवधि है जिसके लिए आयोग द्वारा इन विनियमों के अधीन विनिर्दिष्ट संनियमों के आधार पर टैरिफ अवधारित किया जाना है;

(म) उत्पादन केंद्र जिसमें निष्क्रमण प्रणाली भी है, के यूनिट के संबंध में "उपयोगी जीवन काल" से ऐसे उत्पादन प्रसुविधा के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से निम्नलिखित अवधि अभिप्रेत है; अर्थात् :-

(क) पवन ऊर्जा पावर परियोजनाएं	25 वर्ष
(ख) बायोमास ऊर्जा पावर परियोजनाएं, गैर-ऊष्मीय ईंधन सह-उत्पादन	20 वर्ष
(ग) लघु हाइड्रो संयंत्र	35 वर्ष
(घ) सौर पीवी/सौर थर्मल ऊर्जा संयंत्र	25 वर्ष

(ग) "वर्ष" से वित्तीय वर्ष अभिप्रेत हैं ।

(2) जैसा ऊपर कहा गया है तथा जब तक संदर्भ या विषय वस्तु से अन्यथा अपेक्षित या अपवर्जित न हो, इन विनियमों में प्रयुक्त शब्दों तथा पदों का, जो परिभाषित नहीं हैं किन्तु अधिनियम या भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता या केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन तथा शर्तों) विनियम, 2009 में परिभाषित हैं, का वहीं अर्थ होगा जो क्रमशः अधिनियम, भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता या केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन तथा शर्तों) विनियम, 2009 में है ।

3. परिधि तथा विस्तार

ये विनियम उन सभी मामलों में लागू होंगे जहां ऊर्जा के नवीकरणीय स्रोतों पर आधारित उत्पादन केंद्र या उसके यूनिट के लिए टैरिफ का अवधारण आयोग द्वारा अधिनियम की धारा 79 के साथ पठित धारा 62 के अधीन किया जाना है :

परंतु यह कि पवन, लघु हाइड्रो परियोजनाओं, बायोमास ऊर्जा तथा सह-उत्पादन परियोजनाओं पर आधारित गैर-ऊष्मीय ईंधन सौर पीवी तथा सौर थर्मल ऊर्जा परियोजनाओं की दशा में, ये विनियम, इन विनियमों के विनियम 4 में विनिर्दिष्ट पात्रता मानदंड को पूरा करने के अधीन रहते लागू होंगे ।

4. पात्रता मानदंड

- (1) पवन ऊर्जा परियोजना - जो पवन स्थल पर अवस्थित हो जिसके पास 50 मीटर के नाभि ऊंचाई पर मापित 200 वाट/एम 2 के न्यूनतम एनुअल मीन पवन ऊर्जा घनत्व (डब्ल्यू पी डी) है तथा जो नए पवन टर्बाइन जनरेटरों का उपयोग करते हैं ।

- (2) **लघु हाइड्रो परियोजना** - जो राज्य नोडल अधिकरण/राज्य सरकार द्वारा अनुमोदित स्थल पर अवस्थित हो, गए संयंत्र तथा मशीनरी का उपयोग करते हैं तथा एकल अवस्थान पर 25 मेगावाट से निम्न या उनके बराबर क्षमता वाले ऊर्जा संयंत्र संस्थापित करते हैं ।
- (3) **बायोमास ऊर्जा परियोजना** - रैंकिन साइकल तकनीक पर आधारित नए संयंत्र तथा मशीनरी का उपयोग करने वाले तथा बायोमास ईंधन स्रोत का उपयोग करने वाले तथा बायोमास ईंधन स्रोत का उपयोग करने वाले बायोमास ऊर्जा परियोजनाएं, जो ऊष्मीय ईंधन के उपयोग को वार्षिक आधार पर कुल ईंधन खपत के 15% तक ही निर्बंधित करते हैं।
- (4) **गैर-ऊष्मीय ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजना** - गैर-ऊष्मीय ईंधन आधारित परियोजना को सह-उत्पादन परियोजना के अनुसार अर्हित किया जाना होगा यदि यह नए संयंत्र तथा मशीनरी का उपयोग करते हैं तथा परिभाषा के अनुसार हैं तथा नीचे उद्धृत अर्हित अपेक्षा को भी पूरा करते हैं ।

सह-उत्पादन की बेहतर साइकल पद्धति—कोई प्रसुविधा जो ऊर्जा उत्पादन के लिए गैर-ऊष्मीय ईंधन इनपुट का उपयोग करती हो तथा साथ ही साथ अन्य औद्योगिक गतिविधियों में उपयोगी हीट उपयोगों के लिए उत्पादित थर्मल ऊर्जा का भी उपयोग करते हैं ।

परन्तु यह कि बेहतर साइकल पद्धति के अधीन अर्हित करने के लिए सह-उत्पादन प्रसुविधा, कुल उपयोगी ऊर्जा आउटपुट तथा उपयोग थर्मल आउटपुट का आधा, सत्र के दौरान प्रसुविधा के ऊर्जा खपत का 45% से बेहतर होगा” ।

स्पष्टीकरण—इस खंड के प्रयोजनों के लिए,—

(क) “उपयोगी ऊर्जा आउटपुट” उत्पादन से कुल विद्युत आउटपुट है । इसमें स्वयं सह-उत्पादन संयंत्र में सहायक खपत होगी (अर्थात् बायलर कोड पम्प तथा एफडी/आइडी फंखे) । ऊर्जा आउटपुट की संगणना करने के लिए कुल आउटपुट से सहायक खपत को कम करने की आवश्यकता होगी । संगणना के सरलीकरण के लिए, उपयोगी उर्जा आउटपुट को उत्पादन से कुल विद्युत (केडब्ल्यूएच) आउटपुट के रूप में परिभाषित किया जाएगा ।

(ख) “उपयोगी थर्मल आउटपुट” एक उपयोगी हीट (स्टीम) जो सह-उत्पादन प्रसुविधा की प्रक्रिया से प्रदान किया जाता है ।

(ग) प्रसुविधा की “ऊर्जा खपत” एक उपयोगी ऊर्जा इनपुट है जो ईंधन (सामान्यतः बैंगसि या अन्य बायोमास ईंधन) द्वारा प्रदाय किया जाता है ।

- (5) सौर पीवी तथा सौर थर्मल ऊर्जा परियोजनाएं - एमएनआरई द्वारा अनुमोदित प्रौद्योगिकियों पर आधारित ।

अध्याय 3 - अनुज्ञप्ति प्रदान करना

5. नियंत्रण अवधि या पुनर्विलोकन अवधि

इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि या पुनर्विलोकन अवधि तीन वर्ष की होगी जिसका पहला वर्ष 31.3.2010 के लिए इन विनियमों की अधिसूचना की तारीख की अवधि होगी :

परंतु यह कि सोलर पीवी तथा सोलर थर्मल परियोजनाओं के लिए बैचमार्क पूंजी लागत का पुनर्विलोकन आयोग द्वारा वार्षिक रूप से किया जाएगा:

परंतु यह और कि नियंत्रण अवधि के दौरान स्थापित नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए इन विनियमों के अनुसार अवधारित टैरिफ नीचे विनियम 6 में यथा विनिर्दिष्ट टैरिफ अवधि की संपूर्ण अवधि के लिए निरंतर लागू होता रहेगा:

परंतु यह भी कि अगली नियंत्रण अवधि के लिए विनियमों का पुनरीक्षण पहली नियंत्रण अवधि की समाप्ति के कम से कम छह मास पूर्व आरंभ किया जाएगा तथा यदि अगली नियंत्रण अवधि के प्रारंभ होने तक अगली नियंत्रण अवधि के लिए विनियमों को अधिसूचित नहीं किया जाता है तो इन विनियमों के अनुसार टैरिफ संनियम पुनरीक्षित विनियमों की अधिसूचना तक पुनरीक्षित विनियमों के अनुसार समायोजन के अधीन रहते हुए, पुनः लागू होते रहेंगे ।

6. टैरिफ अवधि

- (1) नवीकरणीय ऊर्जा पावर परियोजनाओं के लिए टैरिफ अवधि, 5 मेगावाट से निम्न लघु हाइड्रो परियोजनाओं; सोलर पीवी तथा सोलर थर्मल पावर परियोजनाओं के सिवाय, तेरह वर्ष की होगी ।
- (2) 5 मेगावाट से निम्न लघु हाइड्रो परियोजनाओं की दशा में, टैरिफ अवधि पैंतीस वर्ष होगी ।

- (3) सोलर पीवी तथा सोलर थर्मल ऊर्जा परियोजनाओं की दशा में, टैरिफ अवधि पच्चीस वर्ष की होगी ।
- (4) इन विनियमों के अधीन टैरिफ अवधि पर नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन केंद्रों के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से विचार किया जाएगा ।
- (5) इन विनियमों के अनुसार अवधारित टैरिफ विनियम 6 (1), (2) तथा (3) के अधीन यथा अनुबद्ध टैरिफ अवधि के दौरान ही नवीकरणीय ऊर्जा पावर परियोजनाओं के लिए लागू होगा ।

7. परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ

- (1) परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ, मामले से मामले आधार पर, परियोजनाओं के निम्नलिखित प्रकारों के लिए आयोग द्वारा अवधारित किया जाएगा:

- (क) नगरपालिका ठोस अपशिष्ट परियोजनाएं ;
- (ख) नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय द्वारा अनुमोदित कोई अन्य नई नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियां ;
- (ग) ऐसी नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाएं जो इन विनियमों के प्रकाशन से पूर्व प्रारंभ की गई हों किंतु जिनके लिए इन विनियमों की अधिसूचना की तारीख तक कोई ऊर्जा क्रय करार नहीं किया गया है ;
- (घ) सोलर पीवी तथा सोलर थर्मल ऊर्जा परियोजनाएं यदि परियोजना विकसितकर्ता परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का विकल्प अपनाता है:

परंतु यह कि सोलर पीवी तथा सोलर थर्मल के लिए परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का अवधारण करते समय, आयोग इन विनियमों के अध्याय 8 के उपबंधों द्वारा मार्गदर्शित होगा ।

- (ड.) संकर (हाइब्रिड) सोलर थर्मल ऊर्जा संयंत्र
- (घ) जल कुलित कंडेंसर के साथ सेमिन साइकल तकनीकी उपयोग पर आधारित सेमिन बायोमास परियोजना ।

- (2) ऐसे नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत के उत्पादन के लिए परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का अवधारण ऐसे निबंधनों तथा शर्तों के अनुसार किया जाएगा जैसा आयोग के सुसंगत आदेशों के अधीन अनुबद्ध किया जाए :

परंतु यह कि इन विनियमों के अध्याय-2 के अधीन यथा विनिर्दिष्ट वित्तीय संनियम, पूंजी लागत के सिवाय, परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का अवधारण करते समय, सीलिंग संनियम होंगे ।

8. टैरिफ का अवधारण करने के लिए याचिका तथा कार्यवाही

- (1) आयोग ऐसे नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों, जिनके लिए विनियमों के अधीन संनियम विनिर्दिष्ट किए गए हैं, के लिए नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के प्रारंभ पर कम से कम छः मास अग्रिम में स्वप्रेरणा याचिका के आधार पर जेनरिक टैरिफ का अवधारण करेगा ।

- (2) परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के अवधारण के लिए याचिका के साथ ऐसी फीस संलग्न की जाएगी जो विनियमों द्वारा अवधारित की जाए तथा उसमें निम्नलिखित भी संलग्न किया जाएगा, -

- (क) इन विनियमों में संलग्न, यथास्थिति, प्ररूप 1.1, 1.2 तथा 2.2 में जानकारी;
- (ख) विस्तृत परियोजना ब्यौरे जिसमें तकनीकी तथा प्रचालनात्मक ब्यौरे, स्थल विनिर्दिष्ट पहलू, पूंजी लागत तथा वित्तीय योजना आदि के लिए भूमिका;
- (ग) सभी लागू निबंधनों तथा शर्तों का विवरण तथा वह अवधि, जिसके लिए टैरिफ का अवधारण किया जाना है, के लिए प्रत्याशित व्यय ;
- (घ) एक ऐसा विवरण जिसमें केंद्रीय सरकार और/या राज्य सरकार से शोध या कल्पित प्राप्त कोई सहायिकी तथा प्रोत्साहन के पूर्ण ब्यौरे अंतर्विष्ट हों । इस विवरण में सहायिकी तथा प्रोत्साहन पर विचार किए बिना संगणित प्रस्तावित टैरिफ भी सम्मिलित होगा ;
- (ङ.) कोई अन्य जानकारी, जो आयोग याचिकाकर्ता से प्रस्तुत करने की अपेक्षा करे ।

- (3) टैरिफ के अवधारण के लिए की जाने वाली कार्यवाहियां कारबार संचालन विनियमों के अनुसार होंगी ।

9. टैरिफ संरचना

(1) नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के लिए टैरिफ एकल भाग टैरिफ होगा जिसमें निम्नलिखित नियत लागत संघटक सम्मिलित होंगे:

- (क) रिटर्न ऑन ईक्विटी;
- (ख) ऋण पूंजी पर ब्याज ;
- (ग) अवक्षयण ;
- (घ) कार्यकरण पूंजी पर ब्याज ;
- (ख) प्रचालन तथा रखरखाव खर्च :

परंतु यह कि ऐसे नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के लिए जिनके पास बायोमास ऊर्जा परियोजनाओं तथा गैर-उष्मीय ईंधन आधारित सह-उत्पादन जैसे ईंधन लागत संघटक हैं, दो संघटकों के साथ सकल भाग टैरिफ, नियत लागत संघटक तथा ईंधन लागत संघटक का अवधारण किया जाएगा ।

10. टैरिफ डिजाइन

(1) जेनेरिक टैरिफ का अवधारण टैरिफ अवधि के लिए स्तरीकृत आधार पर किया जाएगा:

परंतु यह कि ऐसे नवीकरणीय प्रौद्योगिकियों के लिए जिनके पास दो संघटकों के साथ एकल भाग टैरिफ है, टैरिफ का अवधारण नियत लागत संघटक के लिए परियोजना के प्रारंभ होने के वर्ष पर विचार करते हुए स्तरीकृत आधार पर किया जाएगा जब कि ईंधन लागत संघटक को प्रचालन आधार के वर्ष पर विनिर्दिष्ट किया जाएगा ।

(2) स्तरीकृत टैरिफ संगणना के प्रयोजन के लिए, पूंजी की भारित औसत लागत के बराबर डिस्काउंट कारक पर विचार किया जाएगा ।

(3) स्तरीकृत नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के "उपयोगी जीवन काल" के लिए किया जाएगा जबकि टैरिफ को "टैरिफ अवधि" के समकक्ष अवधि के लिए विनिर्दिष्ट किया जाएगा ।

11. नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पादित ऊर्जा के लिए प्रेषण सिद्धांत

(1) निम्नलिखित उपायों के साथ बायोमास ऊर्जा संयंत्रों के विकास सभी नवीकरणीय ऊर्जा पावर संयंत्रों, तथा गैर-उष्मीय ईंधन आधारित सह-उत्पादन संयंत्रों को "अवश्य चलने वाले" ऊर्जा संयंत्र के रूप में माना जाएगा तथा "गुणावगुण आर्डर प्रेषण" सिद्धांतों के अधधीन नहीं होंगे ।

- (2) 10 मेगावाट या उससे ऊपर की संस्थापित क्षमता के साथ बायोमास ऊर्जा उत्पादन केन्द्र तथा गैर-उष्मीय आधारित सह-उत्पादन परियोजनाएं भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता (आई ई जी सी) तथा केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अनुसूचित विनियम तथा सहबद्ध विषय) विनियम, 2009, जिसमें उसके संशोधन भी सम्मिलित हैं, के अधीन यथा विनिर्दिष्ट अनुसूचीकरण तथा प्रेषण संहिता के अधीन रहते हुए होंगी।

अध्याय - 2 वित्तीय सिद्धांत

12. पूंजी लागत

पश्चात्तर्वर्ती तकनीकी विनिर्दिष्ट अध्याय में यथा विनिर्दिष्ट पूंजी लागत के लिए संनियमों में सभी पूंजी कार्य भी सम्मिलित होंगे जिसमें संयंत्र तथा मशीनरी, सिविल कार्य, संनिर्माण तथा कमीशनिंग, वित्त तथा संनिर्माण के दौरान ब्याज तथा अंतर-संयोजन स्थल तक निष्क्रमण अवसंरचना शामिल है:

परंतु यह कि परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ अवधारण के लिए, उत्पादन कंपनी विनियम 8 के अधीन विनिर्दिष्ट रीति में इस याचिका के साथ पूंजी लागत मदों का ब्यौरा प्रस्तुत करेगी।

13. ऋण-ईक्विटी अनुपात

- (1) स्वप्ररेणा याचिका पर आधारित अवधारित किए जाने वाला जेनरिक टैरिफ का ऋण ईक्विटी अनुपात 70:30 होगा।

- (1) परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के लिए, निम्नलिखित उपबंध होंगे, अर्थात्

यदि वास्तविक रूप से नियोजित ईक्विटी पूंजी लागत के 30% से अधिक है तो 30% की ईक्विटी को मानकीय ऋण समझा जाएगा:

परंतु जहां वास्तविक रूप से नियोजित ईक्विटी पूंजी लागत के 30% से कम है तो टैरिफ के अवधारण के लिए वास्तविक ईक्विटी पर विचार किया जाएगा:

परन्तु यह और कि विदेशी मुद्रा में निवेशित ईक्विटी को प्रत्येक विनिवेश की तारीख का भारतीय रूपए में माना जाएगा।

14. ऋण तथा वित्त प्रभार

- (1) ऋण अवधि: टैरिफ के अवधारण के प्रयोजन के लिए 10 वर्ष की ऋण की अवधि पर विचार किया जाएगा।

(2) ब्याज ऋण: (क) उपरोक्त उपदर्शित रीति से तय ऋण को ऋण पर ब्याज के लिए संगणना हेतु मानकीय ऋण के रूप पर विचार किया जाएगा। प्रत्येक वित्तीय वर्ष के पहली अप्रैल को बकाया मानकीय ऋण को कुल मानकीय ऋण से पूर्व वित्तीय वर्ष के 31वें मार्च तक संचयी प्रतिसंदाय की कटौती करके निकाला जाएगा।

(ख) टैरिफ की संगणना के प्रयोजन के लिए, मानकीय ब्याज दर पर पूर्व वर्ष के दौरान अभिभावी भारतीय स्टेट बैंक की औसत दीर्घ-कालिक प्राइम उधार दर (एलटीपीएलआर) प्लस 150 आधारित बिंदु के रूप में विचार किया जाएगा।

(ग) उत्पादन कंपनी द्वारा प्राप्त निलम्बनाधीन अवधि में किसी बात के होते हुए भी, ऋण के प्रतिसंदाय पर परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन के पहले वर्ष से विचार किया जाएगा तथा वह अनुज्ञात वार्षिक अवक्षयण के बराबर होगी।

15. अवक्षयण

(1) अवक्षयण के प्रयोजन के लिए आधार मूल्य आयोग द्वारा स्वीकृत आस्ति की पूंजी लागत होगी। आस्ति के साल्वेज मूल्य पर 10% के रूप में विचार किया जाएगा तथा अवक्षयण आस्ति की पूंजी लागत के अधिकतम 90% तक अनुज्ञात किया जाएगा।

(2) प्रति वर्ष अवक्षयण की संगणना संपूर्ण ऋण अवधि "अंतरीय अवक्षयण एप्रोच" के आधार पर तथा उपयोगी जीवन काल पर ऋण अवधि के पश्चात् "स्ट्रेट लाइन पद्धति" के आधार पर की जाएगी। टैरिफ अवधि के पहले 10 वर्षों के लिए अवक्षयण की दर 7% प्रतिवर्ष होगी तथा शेष अवक्षयण 11 वर्ष और उससे आगे परियोजना के शेष उपयोगी जीवन काल पर विस्तारित की जाएगी।

(3) अवक्षयण वाणिज्यिक प्रचालन के पहले वर्ष से प्रभार्य होगा:

परंतु यह कि वर्ष के भाग के लिए आस्ति की वाणिज्यिक प्रचालन की दशा में, अवक्षयण आनुपातिक आधार पर प्रभारित किया जाएगा।

16. रिटर्न आन ईक्विटी

(1) ईक्विटी के लिए आधार मूल्य विनियम 13 के अधीन यथा अवधारित पूंजी लागत या वास्तविक ईक्विटी (परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ अवधारण की दशा में) का 30% होगा।

(2) ईक्विटी पर मानकीय रिटर्न निम्नलिखित होगा:

(क) पहले 10 वर्ष के लिए पूर्व-कर 19% प्रतिवर्ष ;

(ख) 11 वर्ष और उससे आगे के लिए पूर्व-कर 24% प्रतिवर्ष।

17. कार्यकरण पूंजी पर न्याज

(1) पवन ऊर्जा परियोजनाओं, लघु हाइड्रो ऊर्जा, सौर पीवी तथा सौर थर्मल ऊर्जा परियोजनाओं की बाबत कार्यकरण पूंजी अपेक्षा की संगणना की जाएगी।

पवन ऊर्जा/लघु हाइड्रो ऊर्जा/सौर पीवी/सौर थर्मल

(क) एक मास के लिए प्रचालन तथा रखरखाव खर्च;

(ख) मानकीय सीयूएफ पर संगणित विद्युत के विक्रय के लिए ऊर्जा प्रभारों के दो मास के समकक्ष प्राप्य;

(ग) प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों के 15% की दर से रखरखाव खर्चें।

(2) बायोमास ऊर्जा परियोजनाओं तथा गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं की बाबत कार्यकरण पूंजी अपेक्षा की संगणना नीचे उप-विनियमों के अनुसार की जाएगी।

बायोमास ऊर्जा तथा गैर-जीवाश्म ईंधन सह-उत्पादन

(क) मानकीय पीएलएफ के समकक्ष चार मास के लिए ईंधन लागत ;

(ख) एक मास के लिए प्रचालन तथा रखरखाव खर्चें ;

- (ग) लक्ष्य पीएलएफ पर संगणित विद्युत के विक्रय के लिए नियत तथा परिवर्तनीय प्रभारों के दो मास के समतुल्य प्राप्य ।
- (घ) प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों का 15% की दर से रखरखाव पुर्जें ।
- (3) कार्यकरण पूंजी पर ब्याज पूर्व वर्ष के दौरान औसत स्टेट बैंक आफ इंडिया लघु-अवधि पीएलआर के समतुल्य ब्याज दर पर होगा ।

18. प्रचालन तथा रखरखाव खर्चें

- (1) प्रचालन तथा रखरखाव या ओएण्डएम खर्चों में मरम्मत तथा रखरखाव (आर एंड एम, स्थापना; जिसमें कर्मचारी खर्चें तथा प्रशासनिक तथा साधारण खर्चें भी हैं, समाविष्ट होंगे ।
- (2) प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों का अवधारण नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष के लिए इन विनियमों में पश्चात्पूर्ति आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट मानकीय ओएण्डएम खर्चों के आधार पर टैरिफ अवधि के लिए किया जाएगा ।
- (3) इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2009-10) के पहले वर्ष के दौरान अनुज्ञात मानकीय ओएण्डएम खर्चों में टैरिफ अवधि की समाप्ति पर 5.72% प्रति वर्ष की दर पर वृद्धि की जाएगी ।

19. रिबेट

- (1) उत्पादन कंपनी के बिलों का संदाय प्रत्यय पत्र के माध्यम से करने पर 2% की छूट अनुज्ञात की जाएगी ।
- (2) जहां उत्पादन कंपनी द्वारा बिल प्रस्तुत किए जाने के एक मास की अवधि के भीतर प्रत्यय पत्र से भिन्न रीति से संदाय किया जाता है, वहां 1% की छूट अनुज्ञात की जाएगी ।

20. विलंब संदाय अधिभार

इन विनियमों के अधीन संदेय प्रभारों के लिए यदि किसी के संदाय में बिलिंग की तारीख से 60 दिन की अवधि के बाद विलंब किया जाता है तो उत्पादन कंपनी द्वारा 1.25% दर से विलंब संदाय अधिभार उद्गृहीत किया जाएगा।

21. सीडीएम फायदों की हिस्सेदारी

(1) अनुमोदित सीडीएम परियोजना से कार्बन क्रेडिट आगमों की हिस्सेदारी निम्नलिखित रीति से उत्पादन कंपनी तथा संबंधित फायदाग्राहियों के बीच होगी, अर्थात् :-

- (क) उत्पादन केंद्र के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् पहले वर्ष में परियोजना विकासकर्ता द्वारा प्रतिधारित किए जाने वाले सीडीएम फायदों के मद्दे कुल आगमों का 100%,
- (ख) दूसरे वर्ष में, फायदाग्राहियों का अंश 10% तक बढ़ाया जाएगा जिसके पश्चात् उत्पादन कंपनी तथा फायदाग्राहियों द्वारा समान अनुपात में आगमों का विभाजन किया जाएगा।

22. केंद्रीय/राज्य सरकार द्वारा सहायिकी या प्रोत्साहन

आयोग इन विनियमों के अधीन टैरिफ का अवधारण करते समय नवीकरणीय ऊर्जा पावर संयंत्रों के लिए केंद्रीय या राज्य सरकार द्वारा प्रस्तावित कोई प्रोत्साहन या सहायिकी, जिसमें प्रत्यायित अवक्षयण फायदा भी है, यदि उत्पादन कंपनी द्वारा लिए जाते हैं, पर विचार करेगा:

परंतु यह कि निम्नलिखित सिद्धांतों पर टैरिफ के अवधारण के प्रयोजन के लिए प्रत्यायित अवक्षयण, यदि किया गया हो, के मद्दे अभिनिश्चित आय कर फायदे के लिए विचार किया जाएगा:-

- (i) फायदे का निर्धारण आय-कर अधिनियम तथा निगमित आय-कर दर के अधीन सुसंगत उपबंधों के अनुसार मानकीय पूंजी लागत, प्रत्यायित अवक्षयण दर के आधार पर किया जाएगा।
- (ii) राज वित्तीय वर्ष के आधे के दौरान आरई परियोजनाओं का पूंजीकरण।

प्रति यूनिट फायदे पूंजी के भारित औसत लागत के समतुल्य छूट कारक के आधार पर स्तरीकृत रूप से व्युत्पन्न होंगे।

23. कर तथा शुल्क

इन विनियमों के अधीन अवधारित टैरिफ उन करों तथा शुल्कों से अलग होगा जो समुचित सरकार द्वारा उद्गृहीत किए जाएं:

परन्तु यह कि समुचित सरकार द्वारा उद्गृहीत कर तथा शुल्क वास्तविक उपगत आधार पर पास-थ्रू के रूप में अनुज्ञात किए जाएंगे।

अध्याय - 3 - पवन ऊर्जा के लिए प्रौद्योगिकी विनिर्दिष्ट पैरामीटर

24. पूंजी लागत

- (1) पवन ऊर्जा के लिए पूंजी लागत में पवन टर्बाइन जेनरेटर जिसमें उसके सहायक भी हैं, भूमि लागत, स्थल विकास प्रभार तथा अन्य सिविल संकर्म, परिवहन प्रभार, अंतर-संयोजन स्थल तक निष्क्रमण, वित्तीय प्रभार तथा आई डीसी सम्मिलित होंगे।
- (2) पवन ऊर्जा परियोजनाओं की पूंजी लागत 515 लाख रुपए/मेगावाट (नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के दौरान वित्तीय वर्ष 2009-10) होगी तथा विनियम 24 में यथा उद्धृत इंडेक्सन सूत्र से जोड़ा जाएगा।

25. पूंजी लागत इंडेक्सन तंत्र

- (1) स्टील तथा विद्युत मशीनरी के लिए थोक कीमत सूचकांक में परिवर्तनों के साथ नियंत्रण अवधि के बाद तक पूंजी लागत में समायोजनों के लिए पवन ऊर्जा परियोजनाओं की दशा में, निम्नलिखित सूचकांक तंत्र लागू होगा।

$$\text{सीसी}_{(एन)} = \text{पीएंडएम}_{(एन)} * (1 + \text{एफ}_1 + \text{एफ}_2 + \text{एफ}_3)$$

$$\text{पीएंडएम}_{(एन)} = \text{पीएंडएम}_{(ओ)} * (1 + \text{डी}_{(एन)})$$

$$\text{डी}_{(एन)} = \left[\text{ए} * \left\{ \left(\frac{\text{एसआई}_{(एन-1)}}{\text{एसआई}_{(0)}} - 1 \right) + \text{बी} * \left\{ \left(\frac{\text{ईआई}_{(एन-1)}}{\text{ईआई}_{(0)}} - 1 \right) \right\} / (\text{ए} + \text{बी}) \right\} \right]$$

जहाँ,

सीसी_(एन) = एन वर्ष के लिए पूंजी लागत

पीएंडएम_(एन) = एन वर्ष के लिए संयंत्र तथा मशीनरी लागत

पीएंडएम_(ओ) = आधार वर्ष के लिए संयंत्र तथा मशीनरी लागत

टिप्पण: पीएंडएम^(अ) की संगणना $(1++\text{एफ}_1+\text{एफ}_2+\text{एफ}_3)$ अर्थात् 515 लाख रुपए प्रति मेगावाट/1.25= 412 लाख रुपए प्रति मेगावाट द्वारा आधार पूंजी लागत (नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए) को विभाजित करके की जाएगी ।

डी_(एन) = नियंत्रण अवधि वर्ष (एन) के लिए पूंजी लागत वृद्धि कारक

एस 1_(एन-1) = नियंत्रण अवधि के कैलेंडर वर्ष (एन-1) के लिए पूर्ववर्ती औसत

डब्ल्यू पी आई स्टील सूचकांक

एस 1_(अ) = नियंत्रण अवधि, अर्थात् जनवरी 2008 दिसम्बर 2008 के आरंभ पर कैलेंडर वर्ष (ओ) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यू पी आई स्टील सूचकांक

ई 1_(एन) = नियंत्रण अवधि के कैलेंडर वर्ष (एन-1) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यू पी आई विद्युत मशीनरी सूचकांक ।

ई 1_(अ) = नियंत्रण अवधि, अर्थात् जनवरी 2008 से दिसम्बर 2008 के प्रारंभ पर कैलेंडर वर्ष (ओ) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यू पी आई विद्युत तथा मशीनरी सूचकांक ।

क = स्टील सूचकांक के मास के लिए (त्रुटि में यह 0.6 है) समय-समय पर आयोग द्वारा निरंतर अवधारित किया जाना है ।

ख = विद्युत मशीनरी सूचकांक के मास के लिए (त्रुटि में यह 0.4 है) ।

एफ₁ = भूमि तथा सिविल संकर्म के लिए कारक (0.08)

एफ₂ = संनिर्माण तथा कमीशनिंग के लिए कारक (0.07)

एफ₃ = आईडीसी तथा वित्तीय लागत के लिए कारक (0.10)

26. क्षमता उपयोग कारक (सीयूएफ)

- (1) इस नियंत्रण अवधि के लिए सीयूएफ संनियम निम्नानुसार होंगे:-

वार्षिक मीन पवन ऊर्जा घनत्व (डब्ल्यू/एम ²)	सीयूएफ
200 - 250	20%
250-300	23%
300-400	27%
> 400	30%

- (2) उपरोक्त उप-विनियम (1) में विनिर्दिष्ट वार्षिक मीन पवन ऊर्जा घनत्व को 50 मीटर हब-ऊंचाई पर मापा जाएगा ।
- (3) विशिष्ट पवन जोन वर्ग में पवन ऊर्जा परियोजना के वर्गीकरण के प्रयोजन के लिए पवन ऊर्जा प्रौद्योगिकी (सी-वेट) के लिए केंद्र द्वारा तैयार राज्य-वार पवन ऊर्जा घनत्व तथा इन विनियमों की अनुसूची के रूप में संलग्न नक्शे पर विचार किया जाएगा:

परंतु यह कि आयोग राजपत्र में अधिसूचना द्वारा सी-वेट/एम एन आर ई द्वारा सी-वेट/एमएनआरई द्वारा प्रदान किए गए इंपुट के आधार पर समय-समय पर अनुसूची में संशोधन कर सकेगा ।

27. प्रचालन तथा रखरखाव खर्चे

- (1) नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2009-10) के पहले वर्ष के लिए मानकीय ओएंडएम खर्चे प्रति मेगावाट 6.50 लाख रुपए होंगे ।
- (2) इन विनियमों के अधीन अनुज्ञात मानकीय ओएंडएम में स्तरीकृत टैरिफ की संगणना करने के लिए टैरिफ अवधि के बाद तक प्रति वर्ष 5.72% की दर पर वृद्धि की जाएगी ।

अध्याय-4 : लघु हाइड्रो परियोजना के लिए प्रौद्योगिकी विनिर्दिष्ट पैरामीटर

28. पूंजी लागत

- (1) नियंत्रण अवधि (वित्तीय वर्ष 2009-10) के पहले वर्ष के दौरान लघु हाइड्रो परियोजनाओं के लिए मानकीय पूंजी लागत निम्नानुसार होगी:

क्षेत्र	परियोजना आकार	पूंजी लागत (रुपए लाख/मेगावाट)
हिमाचल प्रदेश, उत्तराखण्ड तथा उत्तर-पूर्वी राज्य	5 मेगावाट से निम्न	700
	5 मेगावाट से 25 मेगावाट तक	630
अन्य राज्य	5 मेगावाट से निम्न	550
	5 मेगावाट से 25 मेगावाट तक	500

- (2) पश्चातवर्ती वर्षों के लिए पूंजी लागत का अवधारण विनियम 29 के अधीन यथा उद्धृत इंडेक्शन सूत्र के आधार पर किया जाएगा ।

29. पूंजी लागत इंडेक्सन तंत्र

- (1) स्टील तथा विद्युत मशीनरी के लिए थोक कीमत सूचकांक में परिवर्तनों के साथ नियंत्रण अवधि के बाद तक पूंजी लागत में समायोजनों के लिए लघु हाइड्रो ऊर्जा परियोजनाओं की दशा में निम्नलिखित सूचकांक तंत्र लागू होगा:

$$\text{सीसी}_{(एन)} = \text{पीएंडएम}_{(एन)} * (1 + \text{एफ}_1 + \text{एफ}_2 + \text{एफ}_3)$$

$$\text{पीएण्डएम}_{(एन)} = \text{पीएंडएम}_{(ओ)} * (1 + \text{डी}_{(एन)})$$

$$डी_{(एन)} = \{ए * \{ (एसआई_{(एन-1)} / एसआई_{(0)} - 1) \} + बी * \{ (ईआई_{(एन-1)} / ईआई_{(0)} - 1) \} \} / (ए + बी) \}$$

जहाँ,

सीसी_(एन) = एन वर्ष के लिए पूंजी लागत

पीएंडएम_(एन) = एन वर्ष के लिए संयंत्र तथा मशीनरी लागत

पीएंडएम_(ओ) = आधार वर्ष के लिए संयंत्र तथा मशीनरी लागत

टिप्पण: पीएंडएम_(ओ) की संगणना (1एफ₁, एफ₂, एफ₃) द्वारा आधार पूंजी नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए) को विभाजित करके की जाएगी, अर्थात्

लघु हाइड्रो परियोजना	आधार पूंजी लागत (रूपए लाख/मेगावाट)	कारक (1+एफ ₁ +एफ ₂ +एफ ₃)	पीएंडएम _(ओ) (रूपए लाख/मेगावाट)
एसएचपी (-5मेगावाट) (एचपी, उत्तराखंड, उत्तर पूर्व राज्य)	700	1.40	500
एसएचपी (5-25मेगावाट) (एचपी, उत्तराखंड, उत्तरपूर्व राज्य)	630	1.40	450
एसएचपी (-5मेगावाट) (अन्य राज्य)	550	1.40	393
एसएचपी (5-25मेगावाट) (अन्य राज्य)	500	1.40	357

डी_(एन) = नियंत्रण अवधि वर्ष (एन) के लिए पूंजी लागत वृद्धि कारक

एस 1_(एन-1) = नियंत्रण अवधि के कैलेंडर वर्ष (एन-1) के लिए पूर्ववर्ती औसत डब्ल्यू पी आई स्टील सूचकांक

एस 1^(ओ) = नियंत्रण अवधि, अर्थात् जनवरी 2008 दिसम्बर 2008 के आरंभ पर कैलेंडर वर्ष (ओ) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यू पी आई स्टील सूचकांक
ई 1^(एन) = नियंत्रण अवधि के कैलेंडर वर्ष (एन-1) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यू पी आई विद्युत मशीनरी सूचकांक ।

ई 1^(ओ) = नियंत्रण अवधि, अर्थात् जनवरी 2008 से दिसम्बर 2008 के प्रारंभ पर कैलेंडर वर्ष (ओ) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यू पी आई विद्युत तथा मशीनरी सूचकांक ।

क = स्टील सूचकांक के मास के लिए (त्रुटि में यह 0.6 है) समय-समय पर आयोग द्वारा निरंतर अवधारित किया जाना है ।

ख = विद्युत मशीनरी सूचकांक के मास के लिए (त्रुटि में यह 0.4 है) ।

एफ₁ = भूमि तथा सिविल संकर्म के लिए कारक (0.16)

एफ₂ = संनिर्माण तथा कमीशनिंग के लिए कारक (0.10)

एफ₃ = आईडीसी तथा वितीय लागत के लिए कारक (0.14)

30. क्षमता उपयोग कारक

हिमाचल प्रदेश, उत्तराखंड तथा उत्तर-पूर्वी राज्यों में अवस्थित लघु हाइड्रो परियोजनाओं के लिए क्षमता उपयोग कारक 45% होगा तथा अन्य राज्यों के लिए सीसूएफ 30% होगा ।

स्पष्टीकरण: इस विनियम के प्रयोजन के लिए, मानकीय सीयूएफ गृह राज्य, यदि कोई हो, को निःशुल्क ऊर्जा देनी है और यदि विकासकर्ता द्वारा मानकीय सीयूएफ से अधिक की प्रतिबद्धता की जाती है तो निःशुल्क ऊर्जा की कोई मात्रा टैरिफ का कारक नहीं होगी ।

31. सहायक खपत

लघु हाइड्रो परियोजनाओं के लिए मानकीय सहायक खपत 1.0% होगी ।

32. प्रचालन तथा रखरखाव खर्चें

- (1) नियंत्रण अवधि (वित्तीय वर्ष 2009-10) के पहले वर्ष के लिए मानकीय ओएंडएम खर्चें निम्नानुसार होंगे:

क्षेत्र	परियोजना आकार	ओएंडएम (रुपए लाख/मेगावाट)
हिमाचल प्रदेश, उत्तराखण्ड तथा उत्तर-पूर्वी राज्य	5 मेगावाट से नीचे	21
	5 मेगावाट से 25 मेगावाट तक	15
अन्य राज्य	5 मेगावाट से नीचे	17
	5 मेगावाट से 25 मेगावाट तक	12

- (2) इन विनियमों के अधीन अनुज्ञाप मानकीय ओएंडएम खर्चों में स्तरीकृत टैरिफ के अवधारण के प्रयोजन के लिए टैरिफ अवधि के लिए प्रतिवर्ष 5.72% की दर पर वृद्धि की जाएगी ।

अध्याय-5 : बायोमास आधारित ऊर्जा परियोजनाओं के लिए तकनीकी विनिर्दिष्ट पैरामीटर

33. तकनीकी पहलू

नीचे विनिर्दिष्ट टैरिफ अवधारण के लिए संनियम जल शीतलन कंडेसर का उपयोग करने वाले रेनकिन साइकल प्रौद्योगिकी उपयोजन के आधार पर बायोमास ऊर्जा परियोजनाओं के लिए हैं।

34. पूंजी लागत

बायोमास ऊर्जा परियोजनाओं के लिए मानकीय पूंजी लागत 450 लाख रुपए/मेगावाट (नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के दौरान वित्तीय वर्ष 2009-10) होगी तथा इन विनियमों के अधीन यथा उद्धृत सूचकांक सूत्र से जोड़ी जाएगी।

35. पूंजी लागत इंडेक्सन तंत्र

- (1) स्टील तथा विद्युत मशीनरी के लिए थोक कीमत सूचकांक में परिवर्तनों के साथ नियंत्रण अवधि के बाद तक पूंजी लागत में समायोजन के लिए बायोमास ऊर्जा परियोजनाओं की दशा में निम्नलिखित इंडेक्सन तंत्र लागू होगा;

$$\text{सीसी}_{(\text{एन})} = \text{पीएंडएम}_{(\text{एन})} * (1 + \text{एफ}_1 + \text{एफ}_2 + \text{एफ}_3)$$

$$\text{पीएण्डएम}_{(\text{एन})} = \text{पीएंडएम}_{(\text{ओ})} * (1 + \text{डी}_{(\text{एन})})$$

$$\text{डी}_{(\text{एन})} = \left[\text{ए} * \left\{ \frac{(\text{एसआई}_{(\text{एन}-1)})}{(\text{एसआई}_{(\text{ओ})})} - 1 \right\} + \text{बी} * \left\{ \frac{(\text{ईआई}_{(\text{एन}-1)})}{(\text{ईआई}_{(\text{ओ})})} - 1 \right\} \right] / (\text{ए} + \text{बी})$$

जहाँ,

सीसी_(एन) = एन वर्ष के लिए पूंजी लागत

पीएण्डएम_(एन) = एन वर्ष के लिए संयंत्र तथा मशीनरी लागत

पीएण्डएम_(ओ) = आधार वर्ष के लिए संयंत्र तथा मशीनरी लागत

टिप्पण: पीएंडएम (ओ) की संगणना $(1+एफ_1+एफ_2+एफ_3)$ अर्थात् 450 लाख रूपए प्रति मेगावाट/1.33=338 लाख रूपए प्रति मेगावाट द्वारा आधार पूंजी लागत (नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए) को विभाजित करके की जाएगी।

डी_(एन) = नियंत्रण अवधि वर्ष (एन) के लिए पूंजी लागत वृद्धि कारक

एस 1_(एन-1) = नियंत्रण अवधि के कैलेंडर वर्ष (एन-) के लिए पूर्ववर्ती औसत डब्ल्यू पी आई स्टील सूचकांक

एस 1_(ओ) = नियंत्रण अवधि, अर्थात् जनवरी 2008 दिसम्बर 2008 के आरंभ पर कैलेंडर वर्ष (ओ) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यू पी आई स्टील सूचकांक

ई 1_(एन) = नियंत्रण अवधि के कैलेंडर वर्ष (एन-) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यू पी आई विद्युत मशीनरी सूचकांक।

ई 1_(ओ) = नियंत्रण अवधि, अर्थात् जनवरी 2008 से दिसम्बर 2008 के प्रारंभ पर कैलेंडर वर्ष (ओ) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यू पी आई विद्युत तथा मशीनरी सूचकांक।

क = स्टील सूचकांक के मास के लिए (त्रुटि में यह 0.6 है) समय समय पर आयोग द्वारा निरंतर अवधारित किया जाना है।

ख = विद्युत मशीनरी सूचकांक के मास के लिए (त्रुटि में यह 0.4 है)।

एफ₁ = भूमि तथा सिविल संकर्म के लिए कारक (0.08)

एफ₂ = संनिर्माण तथा कमीशनिंग के लिए कारक (0.07)

एफ₃ = आईडीसी तथा वित्तीय लागत के लिए कारक (0.10)

36. संयंत्र भार कारक

- (1) टैरिफ के नियत प्रभार संघटक का अवधारण करने के लिए प्रारंभिक संयंत्र भार कारक निम्नलिखित होगा -

- | | | |
|----|---|-------|
| 1. | स्थरीकरण के दौरान | : 60% |
| 2. | पहले वर्ष (स्थरीकरण के पश्चात) की शेष अवधि के दौरान | : 70% |
| 3. | 2 वर्ष से आगे से | : 80% |

(2) स्थरीकरण अवधि परियोजना के चालू होने की तारीख से 6 मास से अधिक नहीं होगी।

37. सहायक खपत

टैरिफ के अवधारण के लिए सहायक ऊर्जा खपत कारक 10% होगा।

38. स्टेशन हीट दर

बायोमास ऊर्जा परियोजनाओं के लिए स्टेशन हीट दर 3800 के सीएएल/के डब्ल्यू एच होगी।

39. प्रचालन तथा रखरखाव खर्च

- (1) नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2009-10) के प्रथम वर्ष के लिए मानकीय ओएंडएम खर्च 20.5 लाख रुपए प्रति मेगावाट होंगे।
- (2) इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि (वित्तीय वर्ष 2009-10) के प्रारंभ पर अनुज्ञात मानकीय ओएंडएम खर्चों में प्रति वर्ष 5.72% की दर पर वृद्धि की जाएगी।

40. ईंधन मिश्रण

- (1) बायोमास ऊर्जा संयंत्र इस प्रकार डिजाइन किए जाएंगे जिससे वे बायोमास ऊर्जा परियोजना के निकट उपलब्ध गैस जीवाश्म ईंधन के विभिन्न प्रकारों का उपयोग कर सकें जैसे फसल अपशिष्ट, कृषि औद्योगिक अपशिष्ट, वन अपशिष्ट आदि तथा अन्य बायोमास ईंधन का उपयोग कर सकें जो एमएनआरई द्वारा अनुमोदित हों।

- (2) बायोमास ऊर्जा उत्पादन कंपनियां अपनी-अपनी परियोजना अपेक्षाओं को पूरा करने के लिए ईंधन प्रबंधन योजना सुनिश्चित करेंगी।

41. जीवाश्म ईंधन का उपयोग

जीवाश्म ईंधन का उपयोग वार्षिक आधार पर कुल ईंधन खपत के 15% तक सीमित होगा।

42. जीवाश्म ईंधन के उपयोग के लिए मॉनीटरिंग तंत्र

- (1) परियोजना विकासकर्ता मासिक ऊर्जा बिल के साथ-साथ प्रत्येक मास के लिए फायदाग्राहियों के सम्यक् रूप से चार्टर्ड लेखाकार द्वारा प्रमाणित मासिक ईंधन उपयोग विवरण तथा मासिक ईंधन उपाप्ति विवरण (जिसकी एक प्रति जीवाश्म तथा गैर-जीवाश्म ईंधन खपत की मॉनीटरिंग के प्रयोजन के लिए आयोग द्वारा नियुक्त समुचित अभिकरण को दी जाएगी) प्रस्तुत करेगा। विवरण में निम्नलिखित ब्यौरे होंगे -
- (क) उपभोज्य प्रत्येक ईंधन के प्रकार (बायोमास जीवाश्म तथा जीवाश्म ईंधन) के लिए ईंधन की मात्रा (टनों में) तथा ऊर्जा उत्पादन प्रयोजनों के मास के दौरान उपाप्ति;
 - (ख) वर्ष के दौरान मास के अंत तक उपभोज्य प्रत्येक ईंधन प्रकार तथा उपाप्ति की संचयी मात्रा (टनों में);
 - (ग) मास के दौरान वास्तविक (कुल तथा शुद्ध) ऊर्जा उत्पादन (यूनिटों में दें);
 - (घ) वर्ष के दौरान उस मास की समाप्ति तक वास्तविक ऊर्जा (कुल तथा शुद्ध) उत्पादन (यूनिटों में दें);
 - (ङ) प्रारंभिक ईंधन स्टॉक मात्रा (टनों में);
 - (च) ऊर्जा संयंत्र स्थल पर ईंधन मात्रा की प्राप्ति (टनों में) तथा
 - (छ) ऊर्जा संयंत्र स्थल पर उपलब्ध प्रत्येक ईंधन प्रकार (बायोमास ईंधन तथा जीवाश्म ईंधन) के लिए अंतिम ईंधन स्टॉक मात्रा (टनों में)
- (2) वित्तीय वर्ष के दौरान, परियोजना विकासकर्ता द्वारा जीवाश्म ईंधन उपयोग करने की शर्त का अनुपालन न करने पर इन विनियमों के अनुसार ऐसे बायोमास आधारित ऊर्जा परियोजना के लिए टैरिफ की उपयुक्तता वापस ली जाएगी।

43. ऊष्मीय (कैलोरिफिक) मूल्य

टैरिफ के अवधारण के प्रयोजन के लिए उपयुक्त बायोमास ईंधन का ऊष्मीय मूल्य निम्नलिखित होगा:

राज्य	ऊष्मीय मूल्य (केसीएएल/किलोग्राम)
आंध्र प्रदेश	3275
हरियाणा	3458
महाराष्ट्र	3611
मध्य प्रदेश	3612
पंजाब	3368
राजस्थान	3689
तमिलनाडु	3300
उत्तर प्रदेश	3371
अन्य राज्य	3467

44. ईंधन लागत

नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2009-10) के पहले वर्ष के दौरान बायोमास ईंधन कीमत नीचे दी गई सारणी के अनुसार होगी तथा विनियम 45 के अधीन यथा निर्दिष्ट सूचकांक सूत्र से जोड़ी जाएगी। वैकल्पिक रूप से, टैरिफ अवधि के प्रत्येक पश्चात्वर्ती वर्ष के लिए प्रति वर्ष 5% का मानकीय वृद्धि कारक बायोमास परियोजना विकासकर्ता के विकल्प पर लागू होगा -

राज्य	बायोमास कीमत (रुपए/एमटी)
आंध्र प्रदेश	1301
हरियाणा	2168
महाराष्ट्र	1801
मध्य प्रदेश	1299
पंजाब	2092
राजस्थान	1822
तमिलनाडु	1823
उत्तर प्रदेश	1518
अन्य राज्य	1797

45. ईंधन कीमत इंडेक्शन तंत्र

- (1) बायोमास ऊर्जा परियोजनाओं की दशा में, यदि विकासकर्ता सूचकांक तंत्र का विकल्प अपनाता है, टैरिफ के लागू परिवर्तनीय प्रभार संघटक के अवधारण के लिए प्रचालन के प्रत्येक वर्ष हेतु ईंधन कीमत के समायोजन के लिए निम्नलिखित इंडेक्सन तंत्र लागू होगा -

$$पी_{(एन)} = पी_{(एन-1)} * \{ क * (डब्ल्यूपीआई_{(एन)} / डब्ल्यूपीआई) + ख * (1 + आईआरसी)_{(एन-1)} + ग * (पीडी_{(एन)} + पीडी_{(एन-1)}) \}$$

जहाँ,

पी_(एन) = टैरिफ के अवधारण के लिए विचार किए जाने वाले एन वर्ष के लिए बायोमास की प्रति टन कीमत

पी_(एन-1) = टैरिफ अवधारण के लिए विचार किए जाने वाले (एन-1) वर्ष के लिए बायोमास की प्रति टन कीमत । पी 1 विनियम 44 के अधीन यथा विनिर्दिष्ट वित्तीय वर्ष 2009-10 के लिए बायोमास कीमत होगी ।

क = ईंधन तट्टाई-धराई कीमत को प्रस्तुत करने वाले कारक

ख = ईंधन लागत को प्रस्तुत करने वाले कारक

ग = परिवहन लागत को प्रस्तुत करने वाले कारक

आईआरसी_(एन-1) = (एन₁) वर्ष के लिए लागू होने वाले कैप्टिव ऊर्जा खान स्रोत की दशा में सूचकांकित ऊर्जा प्रभार संघटक के लिए औसत वार्षिक मुद्रा स्फीति दर, जो प्रतिस्पर्धा बोली मार्गदर्शक सिद्धांत के अनुसार "संदाय प्रयोजन" के लिए केविविआ द्वारा विनिर्दिष्ट की जाए ।

पीडी_{एन} = एन वर्ष के लिए एचएसडी की भारित औसत कीमत

पीडी_{एन-1} = (एन-1) वर्ष के लिए एचएसडी की भारित औसत कीमत

डब्ल्यू पी आई_{एन} = एन वर्ष के अप्रैल मास के लिए थोक बिक्री कीमत सूचकांक ।

डब्ल्यू पी आई_{एन-1} = (एन-1) वर्ष के अप्रैल मास के लिए थोक कीमत सूचकांक ।

जहां, क ख तथा ग, समय-समय पर आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट किया जाएगा ।
व्यतिक्रम में, ये कारक क्रमशः 0.2, 0.6 तथा 0.2 होंगे ।

(2) एन वर्ष के लिए परिवर्तनीय प्रभार निम्नानुसार अवधारित किए जाएंगे -

अर्थात् वीसी_{एन} = वीसी₁ × (पी_{एन}/पी₁) या वीसी_{एन} = वीसी₁ × (1.05)^{एन-1} (वैकल्पिक)

जहां,

वीसी₁ - विनियम 44 के अधीन यथा विनिर्दिष्ट वित्तीय वर्ष 2009-10 के लिए बायोमास कीमत पी₁ पर आधारित परिवर्तनीय प्रभार को निरूपित करता है तथा निम्नानुसार अवधारित किया जाएगा:

वीसी₁ = $\frac{\text{स्टेशन हीट दर (एसएचआर)} \times 1}{\text{कुल ऊष्मीय मूल्य (जीसीवी)} (1-\text{सहायक खपत कारक})}$

$\times \frac{\text{पी } 1}{1000}$

अध्याय - 6 : गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के लिए तकनीकी विनिर्दिष्ट पैरामीटर

46. तकनीकी पहलू

परियोजना गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजना के रूप में तब अर्हित होगी यदि यह विनियम 4 (4) के अधीन यथाविनिर्दिष्ट पात्रता मानदंड के अनुसार है।

47. पूंजी लागत

गैर-जीवाश्म आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के लिए मानकीय पूंजी लागत नियंत्रण वर्ष (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2009-10) के पहले वर्ष के लिए 445 लाख/एम डब्ल्यू मेगावाट होगी, तथा विनियम 48 में यथा उद्धृत सूचकांक सूत्र के साथ जोड़ी जाएगी।

48. पूंजी लागत इंडेक्सन तंत्र

स्टील तथा विद्युत मशीनरी के लिए थोक कीमत सूचकांक में परिवर्तनों के साथ पूंजी लागत में समायोजनों के लिए गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं की दशा में निम्नलिखित सूचकांक तंत्र लागू होगा,

$$\text{सीसी}_{(\text{एन})} = \text{पीएंडएम}_{(\text{एन})} * (1 + \text{एफ}_1 + \text{एफ}_2 + \text{एफ}_3)$$

$$\text{पीएण्डएम}_{(\text{एन})} = \text{पीएंडएम}_{(\text{ओ})} * (1 + \text{डी}_{(\text{एन})})$$

$$\text{डी}_{(\text{एन})} = \left[\text{ए} * \left\{ \left(\frac{\text{एसआई}_{(\text{एन}-1)}}{\text{एसआई}_{(\text{ओ})}} - 1 \right) \right\} + \text{बी} * \left\{ \left(\frac{\text{ईआई}_{(\text{एन}-1)}}{\text{ईआई}_{(\text{ओ})}} - 1 \right) \right\} \right] / (\text{ए} + \text{बी})$$

जहाँ,

सीसी_(एन) = एन वर्ष के लिए पूंजी लागत

पीएंडएम_(एन) = एन वर्ष के लिए संयंत्र तथा मशीनरी लागत

पीएंडएम_(ओ) = आधार वर्ष के लिए संयंत्र तथा मशीनरी लागत

टिप्पण: पीएंडएम (ओ) की संगणना (1अफ₁अफ₂अफ₃) अर्थात् 445 लाख रूपए प्रतिमेगावाट/1.33=335 लाख रूपए प्रतिमेगावाट द्वारा आधार पूंजी लागत (नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए) को विभाजित करके की जाएगी।

डी_(एन) = नियंत्रण अवधि वर्ष (एन) के लिए पूंजी लागत वृद्धि कारक

एस 1_(एन-1) = नियंत्रण अवधि के कैलेंडर वर्ष (एन-1) के लिए पूर्ववर्ती औसत

डब्ल्यू पी आई स्टील सूचकांक

एस 1_(ओ) = नियंत्रण अवधि, अर्थात् जनवरी 2008 दिसम्बर 2008 के आरंभ पर कैलेंडर वर्ष (ओ) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यू पी आई स्टील सूचकांक

ई 1_(एन) = नियंत्रण अवधि के कैलेंडर वर्ष (एन-1) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यू पी आई विद्युत मशीनरी सूचकांक।

ई 1_(ओ) = नियंत्रण अवधि, अर्थात् जनवरी 2008 से दिसम्बर 2008 के प्रारंभ पर कैलेंडर वर्ष (ओ) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यू पी आई विद्युत तथा मशीनरी सूचकांक।

क = स्टील सूचकांक के मास के लिए (त्रुटि में यह 0.6 है) समय-समय पर आयोग द्वारा निरंतर अवधारित किया जाना है।

ख = विद्युत मशीनरी सूचकांक के मास के लिए (त्रुटि में यह 0.4 है)।

अफ₁ = भूमि तथा सिविल संकर्म के लिए कारक (0.16)

अफ₂ = संनिर्माण तथा कमीशनिंग के लिए कारक (0.10)

अफ₃ = आईडीसी तथा वित्तीय लागत के लिए कारक (0.14)

49. संयंत्र भार कारक

1. नियत प्रकार का अवधारण करने के प्रयोजन के लिए, गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के लिए संयंत्र भार कारक की संगणना नीचे (2) के अधीन

यथाविनिर्दिष्ट पेराई मौसम तथा असमय के दौरान प्रचालन तथा 92% भार कारक पर विचार करते हुए प्रचालन दिनों की संख्या के लिए उपलब्ध संयंत्र के आधार पर की जाएगी ।

2. विभिन्न राज्यों के लिए प्रचालन दिन की संख्या निम्नानुसार होगी:

राज्य	प्रचालन दिन	संयंत्र भार कारक (%)
उत्तर प्रदेश तथा आंध्र प्रदेश	120 दिन (पेराई) + 60 दिन (असमय)= 180 दिन प्रचालन दिन	45%
तमिलनाडु तथा महाराष्ट्र	180 दिन (पेराई) + 60 दिन (असमय)= 240 दिन प्रचालन दिन	60%
अन्य राज्य	150 दिन (पेराई) + 60 दिन (असमय)= 210 दिन प्रचालन दिन	53%

50. सहायक खपत

टैरिक के अवधारण के लिए सहायक ऊर्जा खपत कारक 8.5% होगी ।

51. स्टेशन हीट दर

गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के लिए टैरिक की संगणना करने के लिए ऊर्जा उत्पादन संघटक के लिए 3600 केसीएएल/केडब्ल्यूएच की स्टेशन छूट दर पर विचार किया जाएगा ।

52. ऊष्मीय मूल्य

बगैस (खोई) के लिए कुल ऊष्मीय मूल्य 2250 केसीएएल/केजी के रूप में विचार किया जाएगा । बगैस से भिन्न बायोमास ईंधन के उपयोग के लिए विनियम 43 के अधीन यथा विनिर्दिष्ट ऊष्मीय मूल्य लागू होगा ।

53. ईंधन लागत

(1) बगैसि की कीमत नीचे सारणी में यथा विनिर्दिष्ट है तथा विनियम 54 के अधीन यथा उद्धृत सूचकांक सूत्र से जोड़ी जाएगी। वैकल्पिक रूप से, नियंत्रण अवधि के प्रत्येक पश्चात्तवर्ती वर्ष के लिए प्रति वर्ष 5% का मानकीय वृद्धि कारक परियोजना विकासकर्ता के विकल्प पर लागू होगा:

राज्य	बगैसि कीमत (रुपए/एमटी)
आंध्र प्रदेश	899
हरियाणा	1411
महाराष्ट्र	1123
मध्य प्रदेश	809
पंजाब	1398
तमिलनाडु	1243
उत्तर प्रदेश	1013
अन्य राज्य	1163

(2) सह-उत्पादन परियोजनाओं में बगैसि से भिन्न बायोमास के उपयोग के लिए, विनियम 44 के अधीन यथा विनिर्दिष्ट बायोमास कीमत लागू होगी।

54. ईंधन कीमत इंडेक्सन सह-तंत्र

(1) गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं की दशा में, टैरिफ के लागू परिवर्तनीय प्रभार संघटक का अवधारण करने के लिए प्रचालन के प्रत्येक वर्ष हेतु ईंधन कीमत के समायोजन के लिए निम्नलिखित सूचकांक तंत्र लागू होगा यदि विकासकर्ता सूचकांक तंत्र के लिए विकल्प अपनाता है -

$$पी_{(एन)} = पी_{(एन-1)} * \{ क * (डब्ल्यूपीआई_{(एन)} / डब्ल्यूपीआई) + ख * (1 + आईआरसी)_{(एन-1)} + ग * (पीडी_{(एन)} + पीडी_{(एन-1)}) \}$$

जहाँ,

$पी_{(एन)} =$ टैरिफ के अवधारण के लिए विचार किए जाने वाले एन वर्ष के लिए बायोमास की प्रति टन कीमत

$पी_{(एन-1)} =$ टैरिफ अवधारण के लिए विचार किए जाने वाले (एन-1) वर्ष के लिए बायोमास की प्रति टन कीमत । पी 1 विनियम 44 के अधीन यथा विनिर्दिष्ट वित्तीय वर्ष 2009-10 के लिए बायोमास कीमत होगी ।

क = ईंधन उठाई धराई-कीमत को प्रस्तुत करने वाले कारक

ख = ईंधन लागत को प्रस्तुत करने वाले कारक

ग = परिवहन लागत को प्रस्तुत करने वाले कारक

$आईआरसी_{(एन-1)} =$ (एन-1) वर्ष के लिए लागू होने वाले कैप्टिव ऊर्जा खान स्रोत की दशा में सूचकांकित ऊर्जा प्रभार संघटक के लिए औसत वार्षिक मुद्रा स्फीति दर, जो प्रतिस्पर्धा बोली मार्गदर्शक सिद्धांत के अनुसार^१ संदाय प्रयोजन के लिए केविविआ द्वारा विनिर्दिष्ट की जाए ।

$पीडी_{एन} =$ एन वर्ष के लिए एचएसडी की भारित औसत कीमत

$पीडी_{एन-1} =$ (एन-1) वर्ष के लिए एचएसडी की भारित औसत कीमत

डब्ल्यू पी आई_{एन} = एन वर्ष के अप्रैल मास के लिए थोक विक्री कीमत सूचकांक ।

डब्ल्यू पी आई_{एन-1} = (एन-1) वर्ष के अप्रैल मास के लिए थोक कीमत सूचकांक ।

जहां, क ख तथा ग, समय-समय पर आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट किया जाएगा ।

व्यतिक्रम में, ये कारक क्रमशः 0.2, 0.6 तथा 0.2 होंगे ।

(2) एन वर्ष के लिए परिवर्तनीय प्रभार निम्नानुसार अवधारित किए जाएंगे -

अर्थात् वीसी_(एन) = वीसी₁ x (पी_(एन)/पी₁) या वीसी_(एन) = वीसी₁ x (1.05)^{एन-1} (वैकल्पिक)

जहां,

वीसी₁ - विनियम 45 के अधीन यथा विनिर्दिष्ट वित्तीय वर्ष 2009-10 के लिए बायोमास कीमत पी₁ पर आधारित परिवर्तनीय प्रभार को निरूपित करता है तथा निम्नानुसार अवधारित किया जाएगा:

$$\text{वीसी}_1 = \frac{\text{स्टेशन हीट दर (एसएचआर)} \times 1}{\text{कुल ऊष्मीय मूल्य (जीसीवी)} (1-\text{सहायक खपत कारक})} \times \frac{\text{पी}_1}{1000}$$

55. प्रचालन तथा रखरखाव खर्चे

(1) नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2009-10) के प्रथम वर्ष के दौरान मानकीय ओएंडएम खर्चे प्रति मेगावाट 13035 लाख रुपए होंगे।

(2) इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2009-10) के प्रारंभ पर अनुज्ञात मानकीय ओएंडएम खर्चों में प्रति वर्ष 5.72% की दर पर वृद्धि की जाएगी।

56. तकनीकी पहलू

(1) इन विनियमों के अधीन सौर फोटोवोल्टिक (पीवी) के लिए संनियम ग्रिड से जुड़ी उन पीवी प्रणालियों के लिए लागू होंगे जो सौर ऊर्जा को प्रत्यक्षतः विद्युत में संपरिवर्तित करते हैं तथा क्रिस्टलिन सिलिकान या पतली फिल्म आदि जैसी उस प्रौद्योगिकियों पर आधारित हो जो एमएनआरई द्वारा अनुमोदित की जाएं।

57. पूंजी लागत

(1) सौर फोटोवोल्टिक ऊर्जा परियोजना को स्थापित करने के लिए मानकीय पूंजी लागत वित्तीय वर्ष 2009-10 के लिए 17 लाख रुपए/मेगावाट होगी :

परंतु यह कि आयोग विनियम 7 तथा विनियम 8 के अनुसरण में परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ अवधारण की दशा में उपरोक्त संनियम से सहमत नहीं हो सकेगा ।

अध्याय 7 : सौर पीवी ऊर्जा परियोजनाओं के लिए तकनीकी विनिर्दिष्ट पैरामीटर**58. क्षमता उपयोग कारक**

सौर पीवी परियोजना के लिए क्षमता उपयोग कारक 19% होगा,

परंतु यह कि आयोग विनियम 7 तथा विनियम 8 के अनुसरण में परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ अवधारण की दशा में उपरोक्त संनियम से सहमत नहीं हो सकेगा ।

59. प्रचालन तथा रखरखाव खर्च

(1) प्रथम वर्ष के प्रचालन के लिए ओ एंड एम 9 लाख रुपए/मेगावाट होगा ।

(2) इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि के प्रारंभ पर अनुज्ञात मानकीय ओएंडएम खर्चों में प्रति वर्ष 5.72% की दर पर वृद्धि की जाएगी ।

अध्याय 8 - सौर थर्मल ऊर्जा परियोजना के लिए तकनीकी विनिर्दिष्ट पैरामीटर

60. तकनीकी पहलू

इन विनियमों के अधीन सौर थर्मल ऊर्जा के लिए संनियम सांद्रित सौर ऊर्जा (सीएसपी) तकनीकीयों, को लागू होंगे अर्थात्, लाइन फोकसिंग या स्थान फोकसिंग, जो एमएनआर के द्वारा अनुमोदित हों, तथा जिनका उपयोग प्रत्यक्षतः सूर्य की रोशनी में होता है, उच्चतर ऊर्जा धनत्वता तक आने के लिए विभिन्न समयों पर सांक्रेदित किया जाता है, तथा अतः, उच्चतर तापमान, जिससे हीट उत्पन्न होती है, का उपयोग विद्युत उत्पादन करने के लिए पारंपरिक ऊर्जा साइकल को प्रचालित करने के लिए किया जाता है।

61. पूंजी लागत

(1) सौर थर्मल ऊर्जा परियोजना स्थापित करने के लिए मानकीय पूंजी लागत वित्तीय वर्ष 2009-10 के लिए 1300 लाख रुपए/मेगावाट होगी :

परंतु यह कि आयोग विनियम 7 तथा विनियम 8 के अनुसरण में परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का अवधारण करने की दशा में, उपरोक्त संनियम से सहमत नहीं हो सकेगा।

62. क्षमता उपयोग कारक

क्षमता उपयोग कारक 23% होगा :

परंतु यह कि आयोग विनियम 7 तथा विनियम 8 के अनुसरण में परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का अवधारण करने की दशा में, उपरोक्त संनियमों से सहमत नहीं हो सकेगा।

63. प्रचालन तथा रखरखाव खर्च

- (1) पहले वर्ष प्रचालन के लिए ओएंडएम खर्च 13 लाख रुपए /मेगावाट होंगे।
- (2) इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि के प्रारंभ पर अनुज्ञात मानकीय ओएंडएम खर्चों में प्रति वर्ष 5.72% की दर पर वृद्धि की जाएगी।

64. सहायक खपत

सहायक खपत कारक 10% होगा :

परंतु यह कि आयोग विनियम 7 तथा विनियम 8 के अनुसरण में परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का अवधारण करने की दशा में, उपरोक्त संनियमों से सहमत नहीं हो सकेगा ।

अध्याय - 9 - प्रकीर्ण**65. संनियमों से विचलन**

उत्पादन कंपनियों द्वारा विद्युत के विक्रय के लिए टैरिफ का अवधारण इन विनियमों में विनिर्दिष्ट संनियमों से विचलन में इस शर्त के अधीन रहते हुए भी किया जा सकेगा कि विचलन में संनियमों के आधार पर परियोजना के उपयोगी जीवनकाल पर स्तरीकृत टैरिफ इन विनियमों में विनिर्दिष्ट संनियमों के आधार पर संगणित स्तरीकृत टैरिफ से अधिक नहीं है :

परंतु इन विनियमों में विनिर्दिष्ट संनियमों से विचलन के लिए कारण लिखित में अभिलिखित किए जाएंगे ।

66. शिथिल करने की शक्ति

आयोग साधारण या विशेष आदेश द्वारा, लिखित में अभिलिखित किए जाने वाले कारणों के लिए, तथा प्रभावित होने वाले पक्षकारों को सुनवाई का अवसर देने के पश्चात् इन विनियमों के किसी भी उपबंध को, स्वप्रेरणा से या किसी हितबद्ध व्यक्ति द्वारा उसके समक्ष आवेदन करने पर, शिथिल कर सकेगा ।

आलोक कुमार, सचिव

[विज्ञापन III/4/असाधा./150/2009]

प्ररूप-1.1 : सौर ऊर्जा या लघु हाइड्रो परियोजना या सौर (पीवी/ सौर थर्मल के लिए प्ररूप)

क्रम सं.	पूर्वानुमान शीर्ष	उप-शीर्ष	उप-शीर्ष(2)	यूनिट	पैरामीटर मूल्य
1	ऊर्जा उत्पादन	क्षमता	संस्थापित ऊर्जा उत्पादन क्षमता क्षमता उपयोग कारक वाणिज्यिक प्रचालन तारीख उपयोगी जीवनकाल	मेगावाट % मास/वर्ष वर्ष	
2	परियोजना लागत	पूंजी लागत/मेगावाट	मानकीय पूंजी लागत पूंजी लागत पूंजी सहायिकी कुल पूंजी लागत	रुपए लाख/मेगावाट रुपए लाख में रुपए लाख में रुपए लाख में	
3	वित्तीय पूर्वानुमान	ऋण : ईक्विटी ऋण संघटक ईक्विटी संघटक अवक्षयण प्रोत्साहन	टैरिफ अवधि ऋण ईक्विटी कुल ऋण रकम कुल ईक्विटी रकम ऋण रकम विलंबनाधीन अवधि प्रतिसंदाय अवधि (जिसमें विलंबनाधीन है) ब्याज दर ईक्विटी रकम 10 वर्ष के लिए रिटर्न आन ईक्विटी 11 वर्ष के लिए और उससे आगे के लिए रिटर्न आन ईक्विटी छूट दर ओ 12 वर्ष के लिए अवक्षयण दर 13 वर्ष और उससे आगे वर्ष के लिए रिटर्न आन ईक्विटी उत्पादन आधारित प्रोत्साहन, यदि कोई हो जीबीआई के लिए अवधि	वर्ष % % रुपए लाख में रुपए लाख में रुपए लाख में वर्ष वर्ष % रुपए लाख में % प्रति वर्ष % प्रति वर्ष % % रुपए लाख प्रति वर्ष वर्ष	
4	प्रचालन और रखरखाव	मानकीय ओएंडएम खर्च प्रतिवर्ष ओएंडएम खर्चों ओएंडएम खर्चों के लिए वृद्धि कारक		रुपए लाख/मेगावाट रुपए लाख में %	
5	कार्यकरण पूंजी	ओएंडएम खर्च रखरखाव पुर्जें प्राप्य कार्यकरण पूंजी पर ब्याज	(ओएंडएम खर्चों का %)	मास % मास % प्रति वर्ष	

प्ररूप-2.1 : बायोमास ऊर्जा या गैर जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन के लिए प्ररूप : पैरामीटर पूर्वानुमान

क्रम सं.	पूर्वानुमान शीर्ष	उप-शीर्ष	उप-शीर्ष(2)	यूनिट	पैरामीटर मूल्य
1	ऊर्जा उत्पादन	क्षमता	संस्थापित ऊर्जा उत्पादन क्षमता सहायक खपत कारक पीएलएफ (6 मास तक स्थिरीकरण के दौरान) पीएलएफ (स्थिरीकरण के पश्चात् पहले वर्ष के दौरान) पीएलएफ (दूसरे वर्ष और उससे आगे) वाणिज्यिक प्रचालन तारीख उपयोगी जीवनकाल	मेगावाट % % % % मास/वर्ष वर्ष	

2	परियोजना लागत	पूँजी लागत/मेगावाट	मानकीय पूँजी लागत पूँजी लागत पूँजी सहायिकी, यदि कोई हो कुल पूँजी लागत	रुपए लाख/मेगावाट रुपए लाख में रुपए लाख में रुपए लाख में	
3	वित्तीय पूर्वानुमान	ऋण : ईक्विटी ऋण संघटक ईक्विटी संघटक अवक्षयण प्रोत्साहन	टैरिफ अवधि ऋण ईक्विटी कुल ऋण रकम कुल ईक्विटी रकम ऋण रकम विलंबनाधीन अवधि प्रतिसंदाय अवधि (जिसमें विलंबनाधीन है) ब्याज दर ईक्विटी रकम 10 वर्ष के लिए रिटर्न आन ईक्विटी 11 वर्ष के लिए और उससे आगे के लिए रिटर्न आन ईक्विटी छूट दर ओ 12 वर्ष के लिए अवक्षयण दर 13 वर्ष और उससे आगे वर्ष के लिए रिटर्न आन ईक्विटी उत्पादन आधारित प्रोत्साहन, यदि कोई हो जीवीआई के लिए अवधि	वर्ष % % रुपए लाख में रुपए लाख में रुपए लाख में वर्ष वर्ष % रुपए लाख में % प्रति वर्ष % प्रति वर्ष % % % रुपए लाख प्रति वर्ष वर्ष	
4	प्रचालन और रखरखाव	मानकीय ओएंडएम खर्च प्रतिवर्ष ओएंडएम खर्चों ओएंडएम खर्चों के लिए वृद्धि कारक		रुपए लाख/मेगावाट रुपए लाख में %	
5	कार्यकरण पूँजी	ओएंडएम खर्च रखरखाव पुर्जें प्राप्य बायोमास स्टॉक कार्यकरण पूँजी पर ब्याज	(ओएंडएम खर्चों का %)	मास % मास % प्रति वर्ष	
6	ईंधन पूर्वानुमान	स्टेशन हीट दर ईंधन प्रकार तथा मिश्रण	स्थिरीकरण के दौरान पश्च स्थिरीकरण बायोमास ईंधन प्रकार-1 बायोमास ईंधन प्रकार-2 जीवाश्म ईंधन (कोयला) बायोमास ईंधन प्रकार-1 का जीसीवी बायोमास ईंधन प्रकार-2 का जीसीवी जीवाश्म ईंधन (कोयला) का जीसीवी बायोमास कीमत (ईंधन प्रकार-1) वर्ष-1 बायोमास कीमत (ईंधन प्रकार-2) वर्ष-1 जीवाश्म ईंधन कीमत (कोयला) : वर्ष-1 ईंधन कीमत वृद्धि कारक	केसीएएल/ केडब्ल्यूएच केसीएएल/ केडब्ल्यूएच % % % केसीएएल/कि. ग्रा. केसीएएल/कि. ग्रा. केसीएएल/कि. ग्रा. रुपए/एमटी रुपए/एमटी रुपए/एमटी % प्रति वर्ष	

प्रकार : 1.2 : पवन ऊर्जा या लघु हाइड्रो परियोजना या सौर पीसी/सीए थर्मल के लिए प्रारूप : दैनिक संघटकों का अवधारण

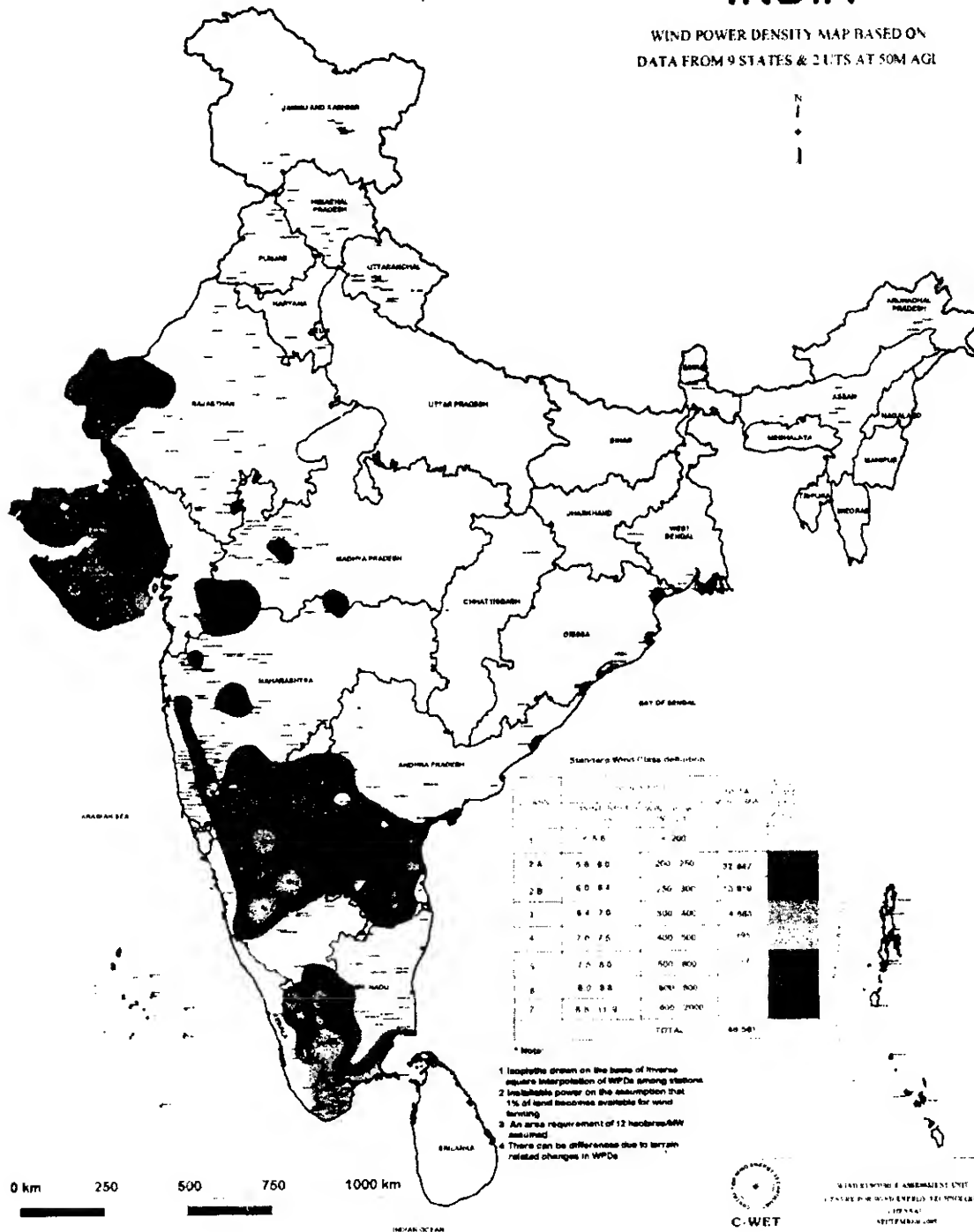
[illegible]

प्ररुप : 2.2 : बाबोनास ऊर्जा या गीर-उष्णीय ईधन आधारित सह-उत्पादन के लिए प्ररुप : टैरिफ संघटक का अक्धारण

[illegible]

अनुसूची : राज्य-वार पवन ऊर्जा घनत्व नक्शा

INDIA

WIND POWER DENSITY MAP BASED ON
DATA FROM 9 STATES & 2 UTS AT 50M AGL

CENTRAL ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION
NOTIFICATION

New Delhi, the 16th September, 2009

F. No. L-7/186(201)/2009-CERC.—In exercise of powers conferred under Section 61 read with Section 178 (2) (s) of the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), and all other powers enabling it in this behalf, and after previous publication, the Central Electricity Regulatory Commission hereby makes the following regulations, namely:—

1. Short title and commencement

- (1) These regulations may be called the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Tariff determination from Renewable Energy Sources) Regulations, 2009.
- (2) These regulations shall come into force from the date of their publication in the Official Gazette.

2. Definitions and Interpretation

- (1) In these regulations, unless the context otherwise requires,-
 - (a) 'Act' means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003);
 - (b) 'Auxiliary energy consumption' or 'AUX' in relation to a period in case of a generating station means the quantum of energy consumed by auxiliary equipment of the generating station, and transformer losses within the generating station, expressed as a percentage of the sum of

gross energy generated at the generator terminals of all the units of the generating station;

- (c) **'Biomass'** means wastes produced during agricultural and forestry operations (for example straws and stalks) or produced as a by-product of processing operations of agricultural produce (e.g., husks, shells, deoiled cakes, etc); wood produced in dedicated energy plantations or recovered from wild bushes/weeds; and the wood waste produced in some industrial operations;
- (d) **'Capital cost'** means the capital cost as defined in regulations 12, 24, 28, 34, 47, 57 and 61;
- (e) **'Commission'** means the Central Electricity Regulatory Commission referred to in sub-section (1) of section 76 of the Act;
- (f) **'Conduct of Business Regulations'** means the Central Electricity Regulatory Commission (Conduct of Business) Regulations, 1999 as amended from time to time;
- (g) **'Control Period or Review Period'** means the period during which the norms for determination of tariff specified in these regulations shall remain valid;
- (h) **'Gross calorific value'** or 'GCV' in relation to a fuel used in generating station means the heat produced in kCal by complete combustion of one kilogram of solid fuel or one litre of liquid fuel or one standard cubic meter of gaseous fuel, as the case may be;
- (i) **'Gross station heat rate'** or 'GHR' means the heat energy input in kCal required to generate one kWh of electrical energy at generator terminals of a thermal generating station;
- (j) **'Hybrid Solar Thermal Power Plant'** means the solar thermal power plant that uses other forms of energy input sources alongwith solar

thermal energy for electricity generation, and wherein not less than 75% of electricity is generated from solar energy component.

- (k) **'Installed capacity'** or **'IC'** means the summation of the name plate capacities of all the units of the generating station or the capacity of the generating station (reckoned at the generator terminals), approved by the Commission from time to time;
- (l) **'Inter-connection Point'** shall mean interface point of renewable energy generating facility with the transmission system or distribution system, as the case may be:
 - a) in relation to wind energy projects and Solar Photovoltaic Projects, inter-connection point shall be line isolater on outgoing feeder on HV side of the pooling sub-station;
 - b) in relation to small hydro power, biomass power and non fossil fuel based cogeneration power projects and Solar Thermal Power Projects the, inter-connection point shall be line isolator on outgoing feeder on HV side of generator transformer;
- (m) **'MNRE'** means the Ministry of New and Renewable Energy of the Government of India.
- (n) **'Non-firm power'** means the power generated from renewable sources, the hourly variation of which is dependent upon nature's phenomenon like sun, cloud, wind, etc., that cannot be accurately predicted.
- (o) **'Non fossil fuel based co-generation'** means the process in which more than one form of energy (such as steam and electricity) are produced in a sequential manner by use of biomass provided the project may qualify to be a co-generation project if it fulfills the eligibility criteria as specified in clause (4) of Regulation 4.

- (p) **'Operation and maintenance expenses'** or 'O&M expenses' means the expenditure incurred on operation and maintenance of the project, or part thereof, and includes the expenditure on manpower, repairs, spares, consumables, insurance and overheads;
- (q) **'Project'** means a generating station or the evacuation system upto inter-connection point, as the case may be, and in case of a small hydro generating station includes all components of generating facility such as dam, intake water conductor system, power generating station and generating units of the scheme, as apportioned to power generation;
- (r) **'Renewable Energy'** means the grid quality electricity generated from renewable energy sources.
- (s) **'Renewable Energy Power Plants'** means the power plants other than the conventional power plants generating grid quality electricity from renewable energy sources.
- (t) **'Renewable Energy Sources'** means renewable sources such as small hydro, wind, solar including its integration with combined cycle, biomass, bio fuel cogeneration, urban or municipal waste and other such sources as approved by the MNRE;
- (u) **'Small Hydro'** means Hydro Power projects with a station capacity up to and including 25 MW.
- (v) **'Solar PV power'** means the Solar Photo Voltaic power project that uses sunlight for direct conversion into electricity through Photo Voltaic technology.
- (w) **'Solar Thermal power'** means the Solar Thermal power project that uses sunlight for direct conversion into electricity through Concentrated Solar Power technology based on either line focus or point focus principle.

- (x) **‘Tariff period’** means the period for which tariff is to be determined by the Commission on the basis of norms specified under these Regulations;
- (y) **‘Useful Life’** in relation to a unit of a generating station including evacuation system shall mean the following duration from the date of commercial operation (COD) of such generation facility, namely:-
- | | |
|---|----------|
| (a) Wind energy power project | 25 years |
| (b) Biomass power project, non-fossil fuel cogeneration | 20 years |
| (c) Small Hydro Plant | 35 years |
| (d) Solar PV/Solar thermal power plants | 25 years |
- (z) **‘Year’** means a financial year.
- (2) Save as aforesaid and unless repugnant to the context or if the subject-matter otherwise requires, words and expressions used in these regulations and not defined, but defined in the Act, or the Indian Electricity Grid Code or the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and conditions of Tariff) Regulations, 2009 shall have the meanings assigned to them respectively in the Act or the Indian Electricity Grid Code or the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and conditions of Tariff) Regulations, 2009.

3. **Scope and extent of application**

These regulations shall apply in all cases where tariff, for a generating station or a unit thereof based on renewable sources of energy, is to be determined by the Commission under Section 62 read with Section 79 of the Act.

Provided that in cases of wind, small hydro projects, biomass power, non-fossil fuel based cogeneration projects, solar PV and Solar Thermal power projects, these regulations shall apply subject to the fulfilment of eligibility criteria specified in regulation 4 of these Regulations.

4. Eligibility Criteria

- (1) **Wind power project** – located at the wind sites having minimum annual mean Wind Power Density (WPD) of 200 Watt/m² measured at hub height of 50 meters and using new wind turbine generators.
- (2) **Small hydro project** – located at the sites approved by State Nodal Agency/ State Government using new plant and machinery, and installed power plant capacity to be lower than or equal to 25 MW at single location
- (3) **Biomass power project** – Biomass power projects using new plant and machinery based on Rankine cycle technology and using biomass fuel sources, provided use of fossil fuel is restricted only to 15% of total fuel consumption on annual basis.
- (4) **Non-fossil fuel based co-generation project**: The project shall qualify to be termed as a non-fossil fuel based co-generation project, if it is using new plant and machinery and is in accordance with the definition and also meets the qualifying requirement outlined below:

Topping cycle mode of co-generation – Any facility that uses non-fossil fuel input for the power generation and also utilizes the thermal energy generated for useful heat applications in other industrial activities simultaneously.

Provided that for the co-generation facility to qualify under topping cycle mode, the sum of useful power output and one half the useful thermal output be greater than 45% of the facility's energy consumption, during season."

Explanation.- For the purposes of this clause,

a) 'Useful power output' is the gross electrical output from the generator. There will be an auxiliary consumption in the cogeneration plant itself (e.g. the boiler feed pump and the FD/ID fans). In order to compute the net power output it would be necessary to subtract the auxiliary consumption from the gross output. For simplicity of calculation, the useful power output is defined as the gross electricity (kWh) output from the generator.

(b) 'Useful Thermal Output' is the useful heat (steam) that is provided to the process by the cogeneration facility.

(c) 'Energy Consumption' of the facility is the useful energy input that is supplied by the fuel (normally bagasse or other such biomass fuel).

(5) **Solar PV and Solar Thermal Power Projects** – Based on Technologies approved by MNRE.

Chapter 1: General Principles

5. Control Period or Review Period

The Control Period or Review Period under these Regulations shall be of three years of which the first year shall be the period from the date of notification of these regulations to 31.3.2010.

Provided that the benchmark capital cost for Solar PV and Solar thermal projects may be reviewed annually by the Commission.

Provided further that the tariff determined as per these Regulations for the RE projects commissioned during the Control Period, shall continue to be applicable for the entire duration of the Tariff Period as specified in Regulation 6 below.

Provided also that the revision in Regulations for next Control Period shall be undertaken at least six months prior to the end of the first Control Period and in case Regulations for the next Control Period are not notified until commencement of next Control Period, the tariff norms as per these Regulations shall continue to remain applicable until notification of the revised Regulations subject to adjustments as per revised Regulations.

6. Tariff Period

(1) The Tariff Period for Renewable Energy power projects except in case of Small hydro projects below 5 MW, Solar PV, and Solar thermal power projects shall be thirteen (13) years.

(2) In case of Small hydro projects below 5 MW, the tariff period shall be thirty five (35) years.

- (3.) In case of Solar PV and Solar thermal power projects the Tariff Period shall be twenty five years (25) years.
- (4.) Tariff period under these Regulations shall be considered from the date of commercial operation of the renewable energy generating stations.
- (5.) Tariff determined as per these Regulations shall be applicable for Renewable Energy power projects, only for the duration of the Tariff Period as stipulated under Regulation 6(1), (2) and (3).

7. Project Specific tariff

- (1) Project specific tariff, on case to case basis, shall be determined by the Commission for the following types of projects :
 - a.) Municipal Solid Waste Projects
 - b.) any other new renewable energy technologies approved by MNRE
 - c.) the renewable energy projects which have been commissioned before the notification of these Regulations but for which no power purchase agreement has been signed until the date of notification of these Regulations.
 - d.) Solar PV and Solar Thermal Power projects, if a project developer opts for project specific tariff. Provided that the Commission while determining the project specific tariff for Solar PV and Solar Thermal shall be guided by the provisions of Chapters 8 of these Regulations.
 - e) Hybrid Solar Thermal Power plants
 - f) Biomass project other than that based on Rankine Cycle technology application with water cooled condenser.

- (2) Determination of Project specific Tariff for generation of electricity from such renewable energy sources shall be in accordance with such terms and conditions as stipulated under relevant Orders of the Commission.

Provided that the financial norms as specified under Chapter-2 of these Regulations, except for capital cost, shall be ceiling norms while determining the project specific tariff.

8. Petition and proceedings for determination of tariff

- (1) The Commission shall determine the generic tariff on the basis of suo-motu petition at least six months in advance at the beginning of each year of the Control period for renewable energy technologies for which norms have been specified under the Regulations.
- (2) A petition for determination of project specific tariff shall be accompanied by such fee as may be determined by regulations and shall be accompanied by
- a) information in forms 1.1, 1.2, 2.1 and 2.2 as the case may be, and as appended in these regulations;
 - b) Detailed project report outlining technical and operational details, site specific aspects, premise for capital cost and financing plan etc
 - c) A Statement of all applicable terms and conditions and expected expenditure for the period for which tariff is to be determined.
 - d) A statement containing full details of calculation of any subsidy and incentive received, due or assumed to be due from the Central Government

and/or State Government. This statement shall also include the proposed tariff calculated without consideration of the subsidy and incentive

e) Any other information that the Commission requires the petitioner to submit.

(4) The proceedings for determination of tariff shall be in accordance with the Conduct of Business Regulations.

9. Tariff Structure

(1) The tariff for renewable energy technologies shall be single part tariff consisting of the following fixed cost components:

- (a) Return on equity;
- (b) Interest on loan capital;
- (c) Depreciation;
- (d) Interest on working capital;
- (e) Operation and maintenance expenses;

Provided that for renewable energy technologies having fuel cost component, like biomass power projects and non-fossil fuel based cogeneration, single part tariff with two components, fixed cost component and fuel cost component, shall be determined.

10. Tariff Design

(1) The generic tariff shall be determined on levellised basis for the Tariff Period.

Provided that for renewable energy technologies having single part tariff with two components, tariff shall be determined on levellised basis considering the year of commissioning of the project for fixed cost component while the fuel cost component shall be specified on year of operation basis.

- (2) For the purpose of levellised tariff computation, the discount factor equivalent to weighted average cost of capital shall be considered.
- (3) Levellisation shall be carried out for the 'useful life' of the Renewable Energy project while Tariff shall be specified for the period equivalent to 'Tariff Period'.

11. Despatch principles for electricity generated from Renewable Energy

Sources:

- (1) All renewable energy power plants except for biomass power plants with installed capacity of 10 MW and above, and non-fossil fuel based cogeneration plants shall be treated as 'MUST RUN' power plants and shall not be subjected to 'merit order despatch' principles.
- (2) The biomass power generating station with an installed capacity of 10 MW and above and non-fossil fuel based co-generation projects shall be subjected to scheduling and despatch code as specified under Indian Electricity Grid Code (IEGC) and Central Electricity Regulatory Commission (Unscheduled Interchange and related matters) Regulations, 2009 including amendments thereto.

Chapter 2: Financial Principles

12. Capital Cost

The norms for the Capital cost as specified in the subsequent technology specific chapters shall be inclusive of all capital work including plant and machinery, civil work, erection and commissioning, financing and interest during construction, and evacuation infrastructure up to inter-connection point.

Provided that for project specific tariff determination, the generating company shall submit the break-up of capital cost items along with its petition in the manner specified under Regulation 8.

13. Debt Equity Ratio

(1) For generic tariff to be determined based on suo motu petition, the debt equity ratio shall be 70 : 30.

(2) For Project specific tariff, the following provisions shall apply :-

If the equity actually deployed is more than 30% of the capital cost, equity in excess of 30% shall be treated as normative loan.

Provided that where equity actually deployed is less than 30% of the capital cost, the actual equity shall be considered for determination of tariff:

Provided further that the equity invested in foreign currency shall be designated in Indian rupees on the date of each investment.

14. Loan and Finance Charges

(1) **Loan Tenure.** For the purpose of determination of tariff, loan tenure of 10 years shall be considered.

(2) Interest Rate

- (a) The loans arrived at in the manner indicated above shall be considered as gross normative loan for calculation for interest on loan. The normative loan outstanding as on April 1st of every year shall be worked out by deducting the cumulative repayment up to March 31st of previous year from the gross normative loan.
- (b) For the purpose of computation of tariff, the normative interest rate shall be considered as average long term prime lending rate (LTPLR) of State Bank of India (SBI) prevalent during the previous year plus 150 basis points.
- (c) Notwithstanding any moratorium period availed by the generating company, the repayment of loan shall be considered from the first year of commercial operation of the project and shall be equal to the annual depreciation allowed.

15. Depreciation

- (1) The value base for the purpose of depreciation shall be the Capital Cost of the asset admitted by the Commission. The Salvage value of the asset shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed up to maximum of 90% of the Capital Cost of the asset.
 - (2) Depreciation per annum shall be based on 'Differential Depreciation Approach' over loan tenure and period beyond loan tenure over useful life computed on
-

'Straight Line Method'. The depreciation rate for the first 10 years of the Tariff Period shall be 7% per annum and the remaining depreciation shall be spread over the remaining useful life of the project from 11th year onwards.

- (3) Depreciation shall be chargeable from the first year of commercial operation.

Provided that in case of commercial operation of the asset for part of the year, depreciation shall be charged on *pro rata* basis.

16. Return on Equity

- (1) The value base for the equity shall be 30% of the capital cost or actual equity (in case of project specific tariff determination) as determined under Regulation 13.
- (2) The normative Return on Equity shall be:
- a) Pre-tax 19% per annum for the first 10 years.
 - b) Pre-tax 24% per annum 11th years onwards.

17. Interest on Working Capital

- (1) The Working Capital requirement in respect of wind energy projects, small hydro power, solar PV and Solar thermal power projects shall be computed in accordance with the following :

Wind Energy / Small Hydro Power / Solar PV / Solar thermal

- a) Operation & Maintenance expenses for one month;
- b) Receivables equivalent to 2 (Two) months of energy charges for sale of electricity calculated on the normative CUF;
- c) Maintenance spare @ 15% of operation and maintenance expenses

- (2) The Working Capital requirement in respect of biomass power projects and non-fossil fuel based co-generation projects shall be computed in accordance with the following clause :

Biomass Power and Non-fossil fuel Co-generation

- a) Fuel costs for four months equivalent to normative PLF;
 - b) Operation & Maintenance expense for one month;
 - c) Receivables equivalent to 2 (Two) months of fixed and variable charges for sale of electricity calculated on the target PLF;
 - d) Maintenance spare @ 15% of operation and maintenance expenses
- (3) Interest on Working Capital shall be at interest rate equivalent to average State Bank of India short term PLR during the previous year plus 100 basis points.

18. Operation and Maintenance Expenses

- (1) 'Operation and Maintenance or O&M expenses' shall comprise repair and maintenance (R&M), establishment including employee expenses, and administrative and general expenses.
- (2) Operation and maintenance expenses shall be determined for the Tariff Period based on normative O&M expenses specified by the Commission subsequently in these Regulations for the first Year of Control Period.
- (3) Normative O&M expenses allowed during first year of the Control Period (i.e. FY 2009-10) under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.72% per annum over the Tariff Period.

19. Rebate.

- (1) For payment of bills of the generating company through letter of credit, a rebate of 2% shall be allowed.
- (2) Where payments are made other than through letter of credit within a period of one month of presentation of bills by the generating company, a rebate of 1% shall be allowed.

20. Late payment surcharge.

In case the payment of any bill for charges payable under these regulations is delayed beyond a period of 60 days from the date of billing, a late payment surcharge at the rate of 1.25% per month shall be levied by the generating company.

21. Sharing of CDM Benefits

- (1) The proceeds of carbon credit from approved CDM project shall be shared between generating company and concerned beneficiaries in the following manner, namely-
 - a) 100% of the gross proceeds on account of CDM benefit to be retained by the project developer in the first year after the date of commercial operation of the generating station ;
 - b) In the second year, the share of the beneficiaries shall be 10% which shall be progressively increased by 10% every year till it reaches 50%, where after the proceeds shall be shared in equal proportion, by the generating company and the beneficiaries.

22. Subsidy or incentive by the Central / State Government

The Commission shall take into consideration any incentive or subsidy offered by the Central or State Government, including accelerated depreciation benefit if availed by the generating company, for the renewable energy power plants while determining the tariff under these Regulations.

Provided that the following principles shall be considered for ascertaining income tax benefit on account of accelerated depreciation, if availed, for the purpose of tariff determination:

- i. Assessment of benefit shall be based on normative capital cost, accelerated depreciation rate as per relevant provisions under Income Tax Act and corporate income tax rate.
- ii. Capitalisation of RE projects during second half of the fiscal year.

Per unit benefit shall be derived on levellised basis at discount factor equivalent to weighted average cost of capital.

23. Taxes and Duties

Tariff determined under these regulations shall be exclusive of taxes and duties as may be levied by the appropriate Government:

Provided that the taxes and duties levied by the appropriate Government shall be allowed as pass through on actual incurred basis.

Chapter 3: Technology specific parameters for Wind Energy

24. Capital Cost

- (1) The capital cost for wind energy project shall include Wind turbine generator including its auxiliaries, land cost, site development charges and other civil works, transportation charges, evacuation cost up to inter-connection point, financing charges and IDC.
- (2) The capital cost for wind energy projects shall be Rs.515 Lakhs/MW (FY 2009-10 during first year of Control Period) and shall be linked to indexation formula as outlined under Regulation 25.

25. Capital Cost Indexation Mechanism

- (1) The following indexation mechanism shall be applicable in case of wind energy projects for adjustments in capital cost over the Control Period with the changes in Wholesale Price Index for Steel and Electrical Machinery.

$$CC_{(n)} = P\&M_{(n)} * (1 + F_1 + F_2 + F_3)$$

$$P\&M_{(n)} = P\&M_{(0)} * (1 + d_{(n)})$$

$$d_{(n)} = [a * \{(SI_{(n-1)}/SI_{(0)}) - 1\} + b * \{(EI_{(n-1)}/EI_{(0)}) - 1\}] / (a + b)$$

Where,

$CC_{(n)}$ = Capital Cost for n^{th} year

$P\&M_{(n)}$ = Plant and Machinery Cost for n^{th} year

$P\&M_{(0)}$ = Plant and Machinery Cost for the base year

Note. $P\&M_{(0)}$ is to be computed by dividing the base capital cost (for the first year of the control period) by $(1+F_1+F_2+F_3)$ i.e. Rs. 515 lakh per MW / 1.25 = Rs 412 Lakh per MW.

$d_{(n)}$ = Capital Cost escalation factor for year (n) of Control Period

$SI_{(n-1)}$ = Average WPI Steel Index prevalent for calendar year (n-1) of the Control Period

$SI_{(0)}$ = Average WPI Steel Index prevalent for calendar year (0) at the beginning of the Control Period i.e. January 2008 to December 2008.

$EI_{(n-1)}$ = Average WPI Electrical Machinery Index prevalent for calendar year (n- 1) of the Control Period

$EI_{(0)}$ = Average WPI Electrical and Machinery Index prevalent for calendar year (0) at the beginning of the Control Period i.e. January 2008 to December 2008

a = Constant to be determined by Commission from time to time,
(In default it is 0.6), for weightage to Steel Index

b = Constant to be determined by Commission from time to time,
(In default it is 0.4), for weightage to Electrical Machinery Index

F_1 = Factor for Land and Civil Works (0.08)

F_2 = Factor for Erection and Commissioning (0.07)

F_3 = Factor for IDC and Financing Cost (0.10)

26. Capacity Utilisation Factor

(1) CUF norms for this control period shall be as follows:

Annual Mean Wind Power Density (W/m^2)	CUF
200-250	20%
250-300	23%
300-400	27%
> 400	30%

- (2) The annual mean wind power density specified in sub-regulation (1) above shall be measured at 50 meter hub-height.
- (3) For the purpose of classification of wind energy project into particular wind zone class, the State-wise wind power density map prepared by Centre for Wind Energy Technology (C-WET) and enclosed as Schedule to these Regulations, shall be considered.

Provided that the Commission may by notification in official gazette, amend the schedule from time to time, based on the input provided by C-WET/ MNRE.

27. Operation and Maintenance Expenses

- (1) Normative O&M expenses for the first year of the Control Period (i.e. FY 2009-10) shall be Rs 6.50 Lakh per MW.
- (2) Normative O&M expenses allowed under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.72% per annum over the tariff period to compute the levellised tariff.

Chapter 4: Technology specific parameters for Small Hydro Project

28. Capital Cost

- (1) The normative capital cost for small hydro projects during first year of Control Period (FY 2009-10) shall be as follows:

Region	Project Size	Capital Cost (Rs Lakh/ MW)
Himanchal Pradesh, Uttarakhand and North Eastern States	Below 5 MW	700
	5 MW to 25 MW	630
Other States	Below 5 MW	550
	5 MW to 25 MW	500

- (2) The capital cost for subsequent years shall be determined on the basis of indexation formula as outlined under Regulation 29.

29. Capital Cost Indexation Mechanism

- (1) The following indexation mechanism shall be applicable in case of small hydro power projects for adjustments in capital cost over the Control Period with the changes in Wholesale Price Index for Steel and Electrical Machinery

$$CC_{(n)} = P\&M_{(n)} * (1 + F_1 + F_2 + F_3)$$

$$P\&M_{(n)} = P\&M_{(0)} * (1 + d_{(n)})$$

$$d_{(n)} = [a * \{(SI_{(n-1)}/SI_{(0)}) - 1\} + b * \{(EI_{(n-1)}/EI_{(0)}) - 1\}] / (a + b)$$

Where,

$CC_{(n)}$ = Capital Cost for n^{th} year

$P\&M_{(n)}$ = Plant and Machinery Cost for n^{th} year

$P\&M_{(0)}$ = Plant and Machinery Cost for the base year

Note. $P\&M_{(0)}$ is to be computed by dividing the base capital cost (for the first year of the control period) by $(1+F_1+F_2+F_3)$ i.e.

Small hydro Project	Base Capital Cost (Rs. Lakh/MW)	Factor $(1+F_1+F_2+F_3)$	$P\&M_{(0)}$ (Rs. Lakh/MW)
SHP (< 5 MW) (HP, Uttarakhand, NE states)	700	1.40	500
SHP (5 - 25 MW) (HP, Uttarakhand, NE states)	630	1.40	450
SHP (< 5 MW) (other states)	550	1.40	393
SHP (5 - 25 MW) (other states)	500	1.40	357

$d_{(n)}$ = Capital Cost escalation factor for year (n) of Control Period

$SI_{(n-1)}$ = Average WPI Steel Index prevalent for calendar year (n-1) of the Control Period

$SI_{(0)}$ = Average WPI Steel Index prevalent for calendar year (0) at the beginning of the Control Period i.e. January 2008 to December 2008

$EI_{(n-1)}$ = Average WPI Electrical Machinery Index prevalent for calendar year (n-1) of the Control Period

$EI_{(0)}$ = Average WPI Electrical and Machinery Index prevalent for calendar year (0) at the beginning of the Control Period i.e. January 2008 to December 2008

a = Constant to be determined by Commission from time to time,
(In default it is 0.6), for weightage to Steel Index

b = Constant to be determined by Commission from time to time,
(In default it is 0.4), for weightage to Electrical Machinery Index

F_1 = Factor for Land and Civil Work (0.16)

F_2 = Factor for Erection and Commissioning (0.10)

F_3 = Factor for IDC and Financing Cost (0.14)

30. Capacity Utilisation Factor

Capacity Utilisation factor for the small hydro projects located in Himanchal Pradesh, Uttarakhand and North Eastern States shall be 45% and for other States, CUF shall be 30%.

Explanation: For the purpose of this Regulation normative CUF is net of free power to the home state if any, and any quantum of free power if committed by the developer over and above the normative CUF shall not be factored into the tariff.

31. Auxiliary Consumption

Normative Auxiliary Consumption for the small hydro projects shall be 1.0%.

32. Operation and Maintenance Expenses

- (1) Normative O&M expenses for the first year of the Control period (i.e. FY 2009-10) shall be as follows.

Region	Project Size	O&M Expense (Rs Lakh/ MW)
Himanchal Pradesh, Uttarakhand and North Eastern States	Below 5 MW	21
	5 MW to 25 MW	15
Other States	Below 5 MW	17
	5 MW to 25 MW	12

- (2) Normative O&M expenses allowed under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.72% per annum for the Tariff Period for the purpose of determination of levellised tariff.

Chapter 5: Technology specific parameters for Biomass based Power Projects

33. Technology Aspect

The norms for tariff determination specified hereunder are for biomass power projects based on Rankine cycle technology application using water cooled condenser.

34. Capital Cost

The normative capital cost for the biomass power projects shall be Rs.450Lakh/MW (FY 2009-10 during first year of Control Period) and shall be linked to indexation formula as outlined under Regulation 35.

35. Capital Cost Indexation Mechanism

- (1) The following indexation mechanism shall be applicable in case of biomass power projects for adjustment in capital cost over the Control Period with the changes in Wholesale Price Index for Steel and Electrical Machinery,

$$CC_{(n)} = P\&M_{(n)} * (1+F_1+F_2+F_3)$$

$$P\&M_{(n)} = P\&M_{(0)} * (1+d_{(n)})$$

$$d_{(n)} = [a * \{(SI_{(n-1)}/SI_{(0)}) - 1\} + b * \{(EI_{(n-1)}/EI_{(0)}) - 1\}] / (a+b)$$

Where,

$CC_{(n)}$ = Capital Cost for n^{th} year

$P\&M_{(n)}$ = Plant and Machinery Cost for n^{th} year

$P\&M_{(0)}$ = Plant and Machinery Cost for the base year

Note. $P\&M_{(0)}$ is to be computed by dividing the base capital cost (for the first year of the control period) by $(1+F_1+F_2+F_3)$ i.e. Rs. 450 Lakh per MW / 1.33 = Rs 338 Lakh per MW.

$d_{(n)}$ = Capital Cost escalation factor for year (n) of Control Period

$SI_{(n-1)}$ = Average WPI Steel Index prevalent for calendar year (n-1) of the Control Period

$SI_{(0)}$ = Average WPI Steel Index prevalent for calendar year (0) at the beginning of the Control Period i.e. January 2008 to December 2008

$EI_{(n-1)}$ = Average WPI Electrical Machinery Index prevalent for calendar year (n-1) of the Control Period

$EI_{(0)}$ = Average WPI Electrical and Machinery Index prevalent for calendar year (0) at the beginning of the Control Period i.e. January 2008 to December 2008

a = Constant to be determined by Commission from time to time,
(In default it is 0.7), for weightages to Steel Index

b = Constant to be determined by Commission from time to time,
(In default it is 0.3), for weightages to Electrical Machinery Index

F_1 = Factor for Land and Civil Works (0.10)

F_2 = Factor for Erection and Commissioning (0.09)

F_3 = Factor for IDC and Financing Cost (0.14)

36. Plant Load Factor

(1) Threshold Plant Load Factor for determining fixed charge component of Tariff shall be:

1. During Stabilisation: 60%
2. During the remaining period of the first year (after stabilization) : 70%
3. From 2nd Year onwards: 80 %

- (2) The stabilisation period shall not be more than 6 months from the date of commissioning of the project.

37. Auxiliary Consumption

The auxiliary power consumption factor shall be 10% for the determination of tariff.

38. Station Heat Rate

The Station Heat Rate for biomass power projects shall be 3800 kCal / kWh

39. Operation and Maintenance Expenses

- (1) Normative O&M expenses for the first year of the Control period (i.e. FY 2009-10) shall be Rs. 20.25 Lakh per MW.
- (2) Normative O&M expenses allowed at the commencement of the Control Period (i.e. FY 2009-10) under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.72% per annum.

40. Fuel Mix

- (1) The biomass power plant shall be designed in such a way that it uses different types of non-fossil fuels available within the vicinity of biomass power project such as crop residues, agro-industrial residues, forest residues etc. and other biomass fuels as may be approved by MNRE.
- (2) The Biomass Power Generating Companies shall ensure fuel management plan to ensure adequate availability of fuel to meet the respective project requirements.

41. Use of Fossil Fuel

The use of fossil fuels shall be limited to the extent of 15% of total fuel consumption on annual basis.

42. Monitoring Mechanism for the use of fossil fuel

- (1) The Project developer shall furnish a monthly fuel usage statement and monthly fuel procurement statement duly certified by Chartered Accountant to the beneficiary (with a copy to appropriate agency appointed by the Commission for the purpose of monitoring the fossil and non-fossil fuel consumption) for each month, along with the monthly energy bill. The statement shall cover details such as
 - a) Quantity of fuel (in tonnes) for each fuel type (biomass fuels and fossil fuels) consumed and procured during the month for power generation purposes,
 - b) Cumulative quantity (in tonnes) of each fuel type consumed and procured till the end of that month during the year,
 - c) Actual (gross and net) energy generation (denominated in units) during the month,
 - d) Cumulative actual (gross and net) energy generation (denominated in units) until the end of that month during the year,
 - e) Opening fuel stock quantity (in tonnes),
 - f) Receipt of fuel quantity (in tonnes) at the power plant site and
 - g) Closing fuel stock quantity (in tonnes) for each fuel type (biomass fuels and fossil fuels) available at the power plant site.

- (2) Non-compliance with the condition of fossil fuel usage by the project developer, during any financial year, shall result in withdrawal of applicability of tariff as per these Regulations for such biomass based power project.

43. Calorific Value

The Calorific Value of the biomass fuel used for the purpose of determination of tariff shall be as follows:

State	Calorific Value (kCal/kg)
Andhra Pradesh	3275
Haryana	3458
Maharashtra	3611
Madhya Pradesh	3612
Punjab	3368
Rajasthan	3689
Tamilnadu	3300
Uttar Pradesh	3371
Other States	3467

44. Fuel Cost

Biomass fuel price during first year of the Control Period (i.e. FY 2009-10) shall be as presented in the table below and shall be linked to index formulae as specified under Regulation 45. Alternatively, for each subsequent year of the Tariff Period, the normative escalation factor of 5% per annum shall be applicable at the option of the biomass project developer.

State	Biomass Price (Rs/MT)
Andhra Pradesh	1301
Haryana	2168
Maharashtra	1801
Madhya Pradesh	1299
Punjab	2092
Rajasthan	1822
Tamilnadu	1823
Uttar Pradesh	1518
Other States	1797

45. Fuel Price Indexation Mechanism

- (1) In case of biomass power projects, the following indexing mechanism for adjustment of fuel prices for each year of operation will be applicable for determination of applicable variable charge component of tariff, in case developer wishes to opt for indexing mechanism:

$$P_{(n)} = P_{(n-1)} * \{a * (WPI_{(n)}/WPI_{(n-1)}) + b * (1+IRC)_{(n-1)} + c * (Pd_{(n)}/Pd_{(n-1)})\}$$

Where

$P_{(n)}$ = Price per ton of biomass for the n^{th} year to be considered for tariff determination

$P_{(n-1)}$ = Price per ton of biomass for the $(n-1)^{th}$ year to be considered for tariff determination. P_1 shall be Biomass price for FY 2009-10 as specified under Regulation 44

- a = Factor representing fuel handling cost
 b = Factor representing fuel cost
 c = Factor representing transportation cost

$IRC_{(n-1)}$ = Average Annual Inflation Rate for indexed energy charge component in case of captive coal mine source (in %) to be applicable for (n-1)th year, as may be specified by CERC for 'Payment purpose' as per Competitive Bidding Guidelines

Pd_n = Weighted average price of HSD for nth year.

Pd_{n-1} = Weighted average price of HSD for (n-1)th year.

WPI_n = Whole sale price index for the month of April of nth year

WPI_{n-1} = Wholesale price index for month of April of (n-1)th year.

Where a, b & c will be specified by the Commission from time to time. In default, these factors shall be 0.2, 0.6 & 0.2 respectively.

(2) Variable Charge for the nth year shall be determined as under:

$$\text{i.e. } VC_n = VC_1 \times (P_n / P_1) \text{ or } VC_n = VC_1 \times (1.05)^{(n-1)} \text{ (optional)}$$

where,

VC_1 represents the Variable Charge based on Biomass Price P_1 for FY 2009-10 as specified under Regulation 44 and shall be determined as under:

$$VC_1 = \frac{\text{Station Heat Rate (SHR)}}{\text{Gross Calorific Value (GCV)}} \times \frac{1}{(1 - \text{Aux Consum. Factor})} \times \frac{P_1}{1000}$$

Chapter 6: Technology specific parameters for Non-fossil fuel based

Cogeneration Projects

46. Technology Aspect

A project shall qualify as a non-fossil fuel based Co-generation project, if it is in accordance with the eligibility criteria as specified under Regulation 4(4).

47. Capital Cost

The normative capital cost for the non-fossil fuel based cogeneration projects shall be Rs 445Lakh/MW for the first year of Control Period (i.e. FY 2009-10), and shall be linked to indexation formula as outlined under Regulation 48.

48. Capital Cost Indexation Mechanism

The following indexation mechanism shall be applicable in case of non-fossil fuel based cogeneration projects for adjustments in capital cost with the changes in Wholesale Price Index for Steel and Electrical Machinery,

$$CC_{(n)} = P\&M_{(n)} * (1+F_1+F_2+F_3)$$

$$P\&M_{(n)} = P\&M_{(0)} * (1+d_{(n)})$$

$$d_{(n)} = [a * \{(SI_{(n-1)}/SI_{(0)}) - 1\} + b * \{(EI_{(n-1)}/EI_{(0)}) - 1\}] / (a+b)$$

Where,

$CC_{(n)}$ = Capital Cost for n^{th} year

$P\&M_{(n)}$ = Plant and Machinery Cost for n^{th} year

$P\&M_{(0)}$ = Plant and Machinery Cost for the base year

Note. $P\&M_{(0)}$ is to be computed by dividing the base capital cost (for the first year of the control period) by $(1+F_1+F_2+F_3)$ i.e. Rs. 445 Lakh per MW / 1.33 = Rs 335 Lakh per MW.

$d_{(n)}$ = Capital Cost escalation factor for year (n) of Control Period

$SI_{(n-1)}$ = Average WPI Steel Index prevalent for fiscal year (n-1) of the Control Period

$SI_{(0)}$ = Average WPI Steel Index prevalent for calendar year (0) at the beginning of the Control Period i.e. January 2008 to December 2008

$EI_{(n-1)}$ = Average WPI Electrical Machinery Index prevalent for calendar year (n-1) of the Control Period

$EI_{(0)}$ = Average WPI Electrical and Machinery Index prevalent for calendar year (0) at the beginning of the Control Period i.e. January 2008 to December 2008

a = Constant to be determined by Commission from time to time,
(In default it is 0.7), for weightages to Steel Index

b = Constant to be determined by Commission from time to time,
(In default it is 0.3), for weightages to Electrical Machinery Index

F_1 = Factor for Land and Civil Work (0.10)

F_2 = Factor for Erection and Commissioning (0.09)

F_3 = Factor for IDC and Financing Cost (0.14)

49. Plant Load Factor

- (1) For the purpose of determining fixed charge, the plant load factor for non-fossil fuel based cogeneration projects shall be computed on the basis of plant availability for number of operating days considering operations during crushing season and off-season as specified under clause (2) below and load factor of 92%.

(2) The number of operating days for different States shall be as follows:

State	Operating Days	Plant Load Factor (%)
Uttar Pradesh and Andhra Pradesh	120 days (crushing)+ 60 days (off-season) = 180 days operating days	45%
Tamil Nadu and Maharashtra	180 days (crushing)+ 60 days (off-season) = 240 days operating days	60%
Other States	150 days (crushing) + 60 days (off-season) = 210 days operating days	53%

50. Auxiliary Consumption

The auxiliary power consumption factor shall be 8.5% for the computation of tariff.

51. Station Heat Rate

The Station Heat Rate of 3600 kCal / kWh for power generation component alone shall be considered for computation of tariff for non-fossil fuel based Cogeneration projects.

52. Calorific Value

The Gross Calorific Value for Bagasse shall be considered as 2250 kCal/kg. For the use of biomass fuels other than bagasse, calorific value as specified under Regulation 43 shall be applicable.

53. Fuel Cost

- (1) The price of Bagasse shall be as specified in the table below and shall be linked to index formulae as outlined under Regulation 54. Alternatively, for each subsequent year of the Control Period, the normative escalation factor of 5% per annum shall be applicable at the option of the project developer.

State	Bagasse Price (Rs/MT)
Andhra Pradesh	899
Haryana	1411
Maharashtra	1123
Madhya Pradesh	809
Punjab	1398
Tamilnadu	1243
Uttar Pradesh	1013
Other States	1163

- (2) For use of biomass other than bagasse in co-generation projects, the biomass prices as specified under Regulation 44 shall be applicable.

54. Fuel Price Indexation Mechanism

- (1) In case of non-fossil fuel based cogeneration projects, the following indexing mechanism for adjustment of fuel prices for each year of operation will be applicable for determination of applicable variable charge component of tariff, in case developer wishes to opt for indexing mechanism:

$$P_{(n)} = P_{(n-1)} * \{a * (WPI_{(n)}/WPI_{(n-1)}) + b * (1+IRC)_{(n-1)} + c * (Pd_{(n)}/Pd_{(n-1)})\}$$

Where

$P_{(n)}$ = Price per ton of Bagasse for the n^{th} year to be considered for tariff determination

$P_{(n-1)}$ = Price per ton of Bagasse for the $(n-1)^{\text{th}}$ year to be considered for tariff determination. P_1 shall be Biomass price for FY 2009-10 as specified under Regulation 55

a = Factor representing fuel handling cost

b = Factor representing fuel cost

c = Factor representing transportation cost

$IRC_{(n-1)}$ = Average Annual Inflation Rate for indexed energy charge component in case of captive coal mine source (in %) to be applicable for $(n-1)^{\text{th}}$ year, as may be specified by CERC for 'Payment purpose' as per Competitive Bidding Guidelines

Pd_n = Weighted average price of HSD for n^{th} year.

Pd_{n-1} = Weighted average price of HSD for $(n-1)^{\text{th}}$ year.

WPI_n = Whole sale price index for the month of April of n^{th} year

WPI_{n-1} = Wholesale price index for month of April of $(n-1)^{\text{th}}$ year.

Where a, b & c will be specified by the Commission from time to time. In default, these factors shall be 0.2, 0.6 & 0.2 respectively.

(2) Variable Charge for the n^{th} year shall be determined as under:

i.e. $VC_n = VC_1 \times (P_n / P_1)$ or $VC_n = VC_1 \times (1.05)^{(n-1)}$ (optional)

where,

VC_1 represents the Variable Charge based on bagasse Price P_1 for FY 2009-10 as specified under Regulation 55 and shall be determined as under:

$$VC_1 = \frac{\text{Station Heat Rate (SHR)}}{\text{Gross Calorific Value (GCV)}} \times \frac{1}{(1 - \text{Aux Consum. Factor})} \times \frac{P_1}{1000}$$

55. Operation and Maintenance Expenses

- (1) Normative O&M expenses during first year of the Control period (i.e. FY 2009-10) shall be Rs. 13.35 Lakh per MW.
- (2) Normative O&M expenses allowed at the commencement of the Control Period (i.e. FY 2009-10) under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.72% per annum.

Chapter 7: Technology specific parameters for Solar PV Power Project

56. Technology Aspects

- (1) Norms for Solar Photovoltaic (PV) power under these Regulations shall be applicable for grid connected PV systems that directly convert solar energy into electricity and are based on the technologies such as crystalline silicon or thin film etc. as may be approved by MNRE.

57. Capital Cost

- (1) The normative capital cost for setting up Solar Photovoltaic Power Project shall be Rs. 1700Lakh/MW for FY 2009-10.
Provided that the Commission may deviate from above norm in case of project specific tariff determination in pursuance of Regulation 7 and Regulation 8.

58. Capacity Utilisation Factor

- (1) The Capacity utilisation factor for Solar PV project shall be 19%.

Provided that the Commission may deviate from above norm in case of project specific tariff determination in pursuance of Regulation 7 and Regulation 8.

59. Operation and Maintenance Expenses

- (1) The O&M Expenses shall be Rs.9 Lakhs/MW for the 1st year of operation.
- (2) Normative O&M expenses allowed at the commencement of the Control Period under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.72% per annum

Chapter 8: Technology specific parameters for Solar Thermal Power Project**60. Technology Aspects**

- (1) Norms for Solar thermal power under these Regulations shall be applicable for Concentrated solar power (CSP) technologies viz. line focusing or point focusing, as may be approved by MNRE, and uses direct sunlight, concentrating it several times to reach higher energy densities and thus higher temperatures whereby the heat generated is used to operate a conventional power cycle to generate electricity.

61. Capital Cost

- (1) The normative capital cost for setting up Solar Thermal Power Project shall be Rs.1300 Lakh/MW for FY 2009-10.

Provided that the Commission may deviate from the above norm in case of project specific tariff determination in pursuance of Regulation 7 and Regulation 8.

62. Capacity Utilisation Factor

- (1) The Capacity utilisation factor shall be 23%.

Provided that the Commission may deviate from the above norm in case of project specific tariff determination in pursuance of Regulation 7 and Regulation 8.

63. Operation and Maintenance Expenses:

- (1) The O&M Expenses shall be Rs. 13 Lakhs/MW for 1st year operation.
- (2) Normative O&M expenses allowed at the commencement of the Control Period under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.72% per annum.

64. Auxiliary Consumption

- (1) The auxiliary consumption factor shall be 10%.

Provided that the Commission may deviate from the above norm in case of project specific tariff determination in pursuance of Regulation 7 and Regulation 8.

Chapter 9: Miscellaneous**65. Deviation from norms:**

Tariff for sale of electricity by the generating company may also be determined in deviation from the norms specified in these regulations subject to the conditions that the levelised tariff over the useful life of the project on the basis of the norms in deviation does not exceed the levelised tariff calculated on the basis of the norms specified in these regulations.

Provided that the reasons for deviation from the norms specified under these Regulations shall be recorded in writing.

66. Power to Relax:

The Commission may by general or special order, for reasons to be recorded in writing, and after giving an opportunity of hearing to the parties likely to be affected may relax any of the provisions of these regulations on its own motion or on an application made before it by an interested person.

ALOK KUMAR, Secy.
[ADVT/H/ME/150/2009]

Form-1.1: Form Template for (Wind Power or Small Hydro Project or Solar PV/Solar thermal)

S. No.	Assumption Head	Sub-Head	Sub-Head (2)	Unit	Parameter values
1	Power Generation	Capacity	Installed Power Generation Capacity Capacity Utilization Factor Commercial Operation Date Useful Life	MW % mm/yyyy Years	
2	Project Cost	Capital Cost/MW	Normative Capital Cost Capital Cost Capital subsidy, if any Net Capital Cost	Rs Lakh/MW Rs Lakh Rs Lakh Rs Lakh	
3	Financial Assumptions	Debt: Equity Debt component Equity component Depreciation Incentives	Tariff Period Debt Equity Total Debt Amount Total Equity Amount Loan Amount Moratorium Period Repayment Period(incl'd Moratorium) Interest Rate Equity amount Return on Equity for first 10 years Return on Equity 11th year onwards Discount Rate Depreciation Rate for first 12 years Depreciation Rate 13th year onwards Generation Based Incentives, if any Period for GBI	Years % % Rs Lacs Rs Lacs Rs Lacs years years % Rs Lacs % p.a % p.a % % % Rs L p.a Years	
4	Operation & Maintenance	Normative O&M expense O&M expense per annum Escalation factor for O&M expense		Rs Lakh/MW Rs Lakh %	
5	Working Capital	O&M expense Maintenance Spare Receivables Interest on Working Capital	(% of O&M exepenses)	Months % Months % p.a	

Form-2.1: Form Template for (Biomass Power or Non-fossil fuel based Cogen) : Parameter Assumptions

S. No.	Assumption Head	Sub-Head	Sub-Head (2)	Unit	Parameter values
1	Power Generation	Capacity	Installed Power Generation Capacity Auxiliary Consumption factor PLF (during stabilisation upto 6 months) PLF (during 1st yr after stabilisation) PLF (2nd yr onwards) Commercial Operation Date Useful Life	MW % % % % mm/yyyy Years	
2	Project Cost	Capital Cost/MW	Normative Capital Cost Capital Cost Capital subsidy, if any Net Capital Cost	Rs Lakh/MW Rs Lakh Rs Lakh Rs Lakh	
3	Financial Assumptions	<u>Debt: Equity</u> <u>Debt component</u> <u>Equity component</u> <u>Depreciation</u> Incentives	Tariff Period Debt Equity Total Debt Amount Total Equity Amount Loan Amount Moratorium Period Repayment Period (incl'd Moratorium) Interest Rate Equity amount Return on Equity for first 10 years Return on Equity 11th year onwards Discount Rate Depreciation Rate for first 12 years Depreciation Rate 13th year onwards Generation Based Incentives, if any Period for GBI	Years % % Rs Lacs Rs Lacs Rs Lacs years years % Rs Lacs % p.a. % p.a. % % % Rs L p.a. Years	
4	Operation & Maintenance	Normative O&M expense O&M expense per annum Escalation factor for O&M expense		Rs Lakh/MW Rs Lakh %	
5	Working Capital	O&M expense Maintenance Spare Receivables Biomass stock Interest on Working Capital	(% of O&M exepenses)	Months % Months Months % p.a.	
6	Fuel related assumptions .	Station Heat Rate Fuel types & mix	during stabilisation post stabilisation Biomass fuel type -1 Biomass fuel type -2 fossil Fuel (coal) GCV of Biomass fuel type -1 GCV of Biomass fuel type -2 GCV of fossil Fuel (coal) Biomass Price (fuel type -1) : yr-1 Biomass Price (fuel type -2) : yr-1 Fossil fuel price (coal) : yr-1 Fuel price escalation factor	kcal/kWh kcal/kWh % % % kCal/kg kCal/kg kCal/kg Rs/MT Rs/MT Rs/MT % p.a.	

Form-1.2: Form Template for (Wind Power or Small Hydro Project or Solar PV/Solar thermal) : Determination of Tariff Components

[illegible]

Schedule : State-wise Wind Power Density Map**INDIA**

WIND POWER DENSITY MAP
BY STATE

